

Н. М. ПОПОВ

ИЗМЕРЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,4...10 КВ

Учебное пособие



САНКТ-ПЕТЕРБУРГ
МОСКВА
КРАСНОДАР
2019

УДК 621.317.7
ББК 31.221я73
П 58

Попов Н. М.

П 58 Измерения в электрических сетях 0,4...10 кВ: Учебное пособие. — СПб.: Издательство «Лань», 2019. — 228 с.: ил. — (Учебники для вузов. Специальная литература).

ISBN 978-5-8114-3598-2

В пособии рассмотрено распределение электроэнергии от электростанций до потребителей, приведены приборы и методы для измерений электрических и неэлектрических величин в системах электроснабжения, приводится принцип работы и подключение приборов напрямую и к трансформаторам тока и напряжения, методика измерений в электрических сетях в эксплуатационных условиях, системы передачи информации от измерительных приборов до персонала, обслуживающего электрические сети.

Рекомендовано бакалаврам и магистрам высших учебных заведений, обучающихся по направлениям «Агроинженерия», «Электроэнергетика и электротехника», а также работникам электрических сетей и инженерам-электрикам предприятий.

УДК 621.317.7
ББК 31.221я73

Рецензенты:

А. Н. ВАСИЛЬЕВ — доктор технических наук, профессор, руководитель научного направления «Энергообеспечение АПК» Федерального научного агроинженерного центра ВИМ;

В. В. ШМИГЕЛЬ — доктор технических наук, профессор кафедры электрификации Ярославской государственной сельскохозяйственной академии.

Обложка

Е. А. ВЛАСОВА

© Издательство «Лань», 2019
© Н. М. Попов, 2019
© Издательство «Лань»,
художественное оформление, 2019

Введение

По электрическим сетям 0,38...10 кВ, включающим внутренние сети, кабельные и воздушные линии электропередачи и понижающие трансформаторы 10(6)/0,4 кВ, осуществляется электроснабжение большинства потребителей. В сельской местности к производственным потребителям подводится система напряжений 380/220 В, позволяющая подключать как трехфазных, так и однофазных потребителей, а к бытовым потребителям — 220 В, реже 380/220 В. Особенностью электрических сетей в сельской местности являются:

- большая протяженность преимущественно воздушных линий электропередачи;
- низкая удельная плотность нагрузки из-за большой разбросанности потребителей;
- большой диапазон изменения нагрузок в течение суток;
- питание от потребительских трансформаторов электродвигателей соизмеримой мощности;
- небольшие величины токов коротких замыканий в конце линий электропередачи, соизмеримые с токами максимальных нагрузок в начале линии;
- подверженность влиянию атмосферных условий;
- продолжительное время отыскания повреждений, особенно на линиях 10 кВ.

В последнее время надежность электроснабжения возрастает в связи с использованием на воздушных линиях электропередачи самонесущих изолированных проводов (СИП). На магистральных участках линий 380/220 В сечение проводов СИП рекомендуется выполнять проводом не менее 70 мм², ответвления к домам выполняются также СИП. На этих линиях практически невозможен обрыв фазного провода и падение его на землю, что исключает травмирование людей и животных. Кроме этого, на трансформаторных пунктах применяются герметизированные трансформаторы, в которых исключается окисление трансформаторного масла из-за невозможности соприкосновения с воздухом. В закрытых помещениях устанавливают сухие трансформаторы.

Контроль за работой потребителей, линий электропередачи и трансформаторов осуществляется измерительными приборами, которые необходимо правильно подключать на напряжения до 1 000 В и выше 1 000 В по электрическим схемам. Схемы и чертежи — это язык электрических дисциплин. Как элементарная грамотность начинается с умения читать и писать на родном языке, так и техническая электрическая грамотность — с умения читать схемы и чертежи, но со знанием технических терминов, представленных в приложении А. Автоматический контроль за работой электрических сетей обеспечивают измерительные органы релейной защиты. Устройствами, обнаруживающими аварийное состояние элементов путем непрерывного измерения токов и напряжений, оборудованы линии 10 кВ, питающие трансформаторные пункты (ТП) с силовыми трансформаторами, линии 0,38 кВ и все потребители.

Если раньше обходились техническим учетом потребляемой электроэнергии, то теперь особенно остро стоит вопрос по коммерческому учету электроэнергии электросчетчиками. Для подключения счетчиков коммерческого учета, по которым ведется расчет за поставленную электроэнергию потребителям, изготавливаются специальные обмотки трансформаторов тока с классом точности 0,5S и 0,2S. Да и сами счетчики, устанавливаемые как в сетях 0,38 кВ, так и в сетях 10(6) кВ, представляют собой специализированные электронные вычислительные машины, в которых информация о потребленной электроэнергии хранится в течение 30–40 сут. за каждые полчаса. Информация о потребленной активной, реактивной энергии, о токах нагрузки, о коэффициенте мощности может быть в любое время по запросу получена работниками электрических сетей или сбытовых компаний по каналам сотовой связи. Сотовая связь позволяет дистанционно управлять объектами электроэнергетики, в частности секционированием линий 10 кВ. Эта связь заполнила нишу, в которой невыгодно и невозможно было использовать высокочастотную связь по линиям электропередачи и по оптоволоконным линиям. Но поскольку эти виды связи не используются в сетях 0,38...10 кВ, о них в пособии приведены краткие сведения.

Надежность работы электрооборудования зависит от своевременного выявления «слабых» мест, которые могут привести к перерывам электроснабжения. Для этого проводится периодическое измерение характеристик защитных устройств. В пособии приводятся схемы проверки пригодности электрооборудования к эксплуатации, не требующие больших капитальных вложений. В том числе приведены разработки автора для проверки исправности вторичных цепей трансформаторов тока и напряжения и для обнаружения замыканий на землю на воздушных линиях 10 кВ.

Своевременное обнаружение ослабленных контактных соединений в электрических сетях 0,38...10 кВ удобно обнаруживать при осмотрах электрооборудования пирометрами, позволяющими бесконтактным методом по инфракрасному излучению зафиксировать температуру провода и контактного соединения.

Общую картину инфракрасного излучения всего объекта получают с помощью тепловизоров. Но на приобретение тепловизоров требуются большие капитальные вложения. Однако получение целостной картины температур объектов энергетики тепловизорами позволяет провести комплексное обследование и выявление дефектов сразу нескольких участков сетей.

Задача настоящего учебного пособия — помочь студентам и работникам электрических сетей и производственных предприятий овладеть основами измерений, ознакомиться с основными понятиями измерительной техники, принципом действия, средствами использования и методами измерений электрических и неэлектрических величин в электроэнергетике.

1. Подключение потребителей к электрическим сетям

Потребление электроэнергии потребителями осуществляется практически во всех сферах деятельности современного человека. Электроэнергия — это такой вид энергии, который достаточно просто преобразуется в другие виды энергии. Это преобразование осуществляется в электроприемниках. Основным недостатком электроэнергии является ее опасность при передаче, так как прикосновение и даже приближение к токоведущим неизолированным частям (проводам, шинам, вводам аппаратов), находящимся под напряжением, сопровождается поражением, иногда смертельным, электрическим током. Даже приближение к проводу под напряжением, лежащему на земле, опасно для жизни. Особенностью передачи электроэнергии от электростанций к потребителям является то, что небольшая ее часть расходуется на передачу этой электроэнергии приемникам и потребителям.

Приемником электроэнергии — электроприемником, токоприемником — называют электрическую часть производственной установки, получающую электроэнергию от источника (генератора через трансформаторы и линии электропередачи) и преобразующую ее в механическую, тепловую, химическую, световую энергию, а также в энергию электростатического или электромагнитного поля. По технологическому назначению приемники электроэнергии классифицируются в зависимости от вида энергии, в который данный приемник преобразует электрическую энергию [1].

В производственной деятельности электроприемники связываются технологической цепью, поэтому чаще говорят об электропотребителях.

Электропотребителем называют совокупность электроприемников производственных установок цеха, корпуса, предприятия, присоединенных с помощью электрических сетей к общему пункту электропитания. Часто не разделяют понятия электроприемник и электропотребитель.

В дальнейшем мы будем рассматривать электроснабжение электропотребителей. Чтобы анализировать рабочие и аварийные режимы работы электрических питающих сетей и потребителей, необходимо вспомнить условные графические обозначения элементов электрических сетей и их буквенное наименование, это своеобразные иероглифы электриков (приложение Б). Без этих знаний понять изображения на электрических схемах (читать схемы) невозможно. В сельскохозяйственном производстве и в быту используются напряжения 220 и 380 В. К проводам такого напряжения с исправной изоляцией мы можем прикасаться без последствий. А к голым проводам, находящимся под напряжением 220 и 380 В, прикосновение возможно инструментом с диэлектрическими испытанными рукоятками или руками в испытанных диэлектрических перчатках. Увеличение напряжения у этих электроприемников нежелательно из условий электробезопасности.

1.1. Выработка и преобразование электроэнергии

Большая часть электроэнергии в России вырабатывается на тепловых электростанциях (ТЭС), которые подразделяются на теплоэлектроцентрали (ТЭЦ) и государственные районные электростанции (ГРЭС). ТЭЦ строятся вблизи городов, чтобы обеспечить теплом промышленные предприятия и населенные пункты, а остающаяся тепловая энергия расходуется на выработку электроэнергии. ГРЭС обеспечивают электроэнергией промышленный район и области. 20% электроэнергии вырабатывается на гидроэлектростанциях, и 10% — на атомных электростанциях. На электростанциях, использующих энергию ветра, солнца, и других нетрадиционных источниках вырабатывается незначительное количество электроэнергии в основном для ближайших потребителей. Все электростанции входят в энергетическую систему — это совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом [2].

Все электропотребители получают питание от энергосистемы. Энергосистема содержит тысячи генераторов различной мощности от 6 до 1200 МВт, которые работают на все нагрузки (сопротивления) (рис. 1.1).

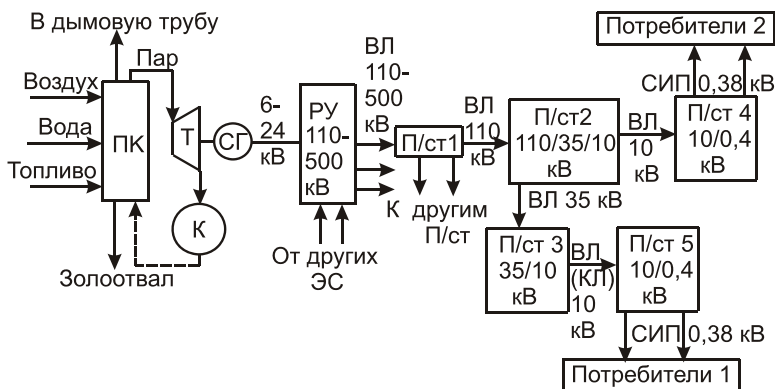


Рис. 1.1

Система электроснабжения потребителей:

ПК — паровой котел, на атомных электростанциях называют парогенератор; Т — турбина; СГ — синхронный генератор; К — конденсатор пара; РУ — распределительное устройство с повышающими трансформаторами; П/ст — понижающая подстанция.

На тепловых электростанциях химическая энергия топлива в присутствии воздуха в котлоагрегате ПК превращается из химически чистой воды в тепловую энергию в виде пара, пар вращает турбину Т, где тепловая энергия превращается в механическую, механическая энергия турбины преобразуется в электрическую в синхронном генераторе СГ. Летучие продукты сгорания топлива из ПК удаляются

через дымовую трубу. Если электростанция работает на угле, то несгоревшие остатки топлива направляются в золоотвал. Выработанная генераторами при напряжении 6...24 кВ электроэнергия поступает в распределительное устройство РУ при электростанции, на котором трансформаторами преобразуется в высокое напряжение 110...500 кВ для передачи на большие расстояния потребителям. На напряжениях 110, 220, 330, 500, 750 кВ распределительные устройства электростанции связаны с другими электростанциями (ЭС). Для такого объединения электростанций необходимо все генераторы синхронизировать.

Синхронизм — это совпадение и связь во времени напряжений генераторов, подключенных к единой энергосистеме. Это значит, что на всех тепловых электростанциях роторы генераторов одновременно поворачиваются на один и тот же угол. Все роторы тепловых электростанций имеют одну пару полюсов (северный и южный), вращаются с частотой 3000 об/мин, значит в одну секунду ротор делает 50 об/с, отсюда и частота вырабатываемого напряжения 50 Гц.

На гидроэлектростанциях роторы имеют много пар полюсов, например, 10, тогда частота вращения ротора 300 об/мин или 5 об/с. Поэтому для синхронизации с тепловыми электростанциями роторы поворачиваются на такой же электрический градус.

Воздушные линии электропередачи (ВЛ) при напряжении, например, 220...500 кВ передают электроэнергию на подстанцию 1, где входное напряжение 220...500 кВ в автотрансформаторах преобразуется в 110 кВ. При этом напряжении по воздушным линиям 110 кВ электроэнергия транспортируется на подстанцию 2. На подстанции 2 в трехобмоточных трансформаторах электроэнергия преобразуется в 35 кВ и 10 кВ. 10 кВ по воздушным ВЛ или кабельным КЛ линиям передается ближайшим потребителям. Удаленные потребители (за 15...30 км) получают электроэнергию по линии 35 кВ через подстанцию 3, где происходит преобразование электроэнергии в трансформаторах в 10 кВ. На подстанциях 4 и 5, которые называются трансформаторными пунктами (ТП), электроэнергия в трансформаторах 10/0,4 кВ преобразуется в напряжение 0,4 кВ и по линиям 380 В и подается потребителям.

Подстанцией называется электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств [3]. По ГОСТ 19341-84 электроустановка — это энергоустановка, предназначенная для производства или преобразования, передачи, распределения или потребления электрической энергии. А энергоустановка — это комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства или преобразования, передачи накопления, распределения и потребления энергии.

Линия электропередачи — это электрическая линия, выходящая за пределы электростанции или подстанции и предназначенная для передачи электрической энергии на расстояние. Линии электропередачи на напряжение 0,38 кВ в настоящее время выполняются самонесущими изолированными проводами (СИП), что увеличивает надежность электроснабжения. К СИП потребители могут подключаться под напряжением. Однако в эксплуатации находят-

ся большое количество линий 0,38/0,22 кВ, выполненных неизолированными проводами. На выходе трансформаторов и генераторов напряжение на 5% больше номинального напряжения сети (0,4 кВ) для компенсации потери напряжения в источнике при номинальной нагрузке.

Представим однолинейную схему питания потребителей от генераторов (рис. 1.2). Электроэнергии вырабатывают генераторы энергосистемы столько, сколько требуют в данный момент времени потребители. К генераторам электростанций электроэнергия попадает через несколько трансформаторов и линий электропередачи. Выработанная генераторами электроэнергия распределяется между потребителями через распределительные устройства (РУ). В РУ источника — электростанции генераторное напряжение трансформатором T_1 повышается до 110 (220,500) кВ. На высоком напряжении электроэнергия по воздушной линии (ВЛ) передается на трансформаторы T_i , которые снижают напряжение до 35 (10) кВ. По линиям 35 (10) кВ электроэнергия поступает к потребительским трансформаторам T_n , от которых через РУ-0,4 кВ поступает к потребителям.

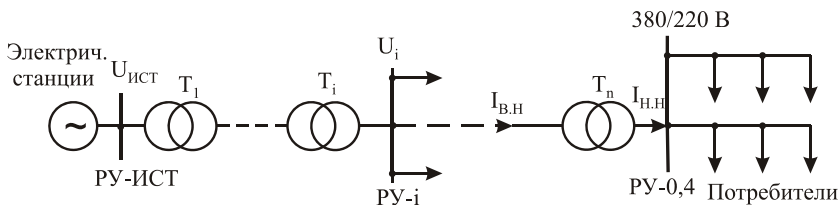


Рис. 1.2

Связь потребителей с генераторами электростанций

На рис. 1.2 представлена однолинейная схема электрических сетей, в действительности каждый участок сети представляется тремя фазными проводами.

Напряжения 380 В и 220 В большинство потребителей получают примерно по следующей логической цепочке преобразования напряжения (кВ) от генераторов энергосистем:

$$20 \Rightarrow 500 \Rightarrow 220 \Rightarrow 110 \Rightarrow 35 \Rightarrow 10 \Rightarrow 0,4 / 0,23,$$

Из этой цепочки следует, что напряжение преобразуется 6 раз.

Если потребители располагаются вблизи электростанции, то преобразование может происходить по такой логической цепочке:

$$10 \Rightarrow 110 \Rightarrow 35 \Rightarrow 10 \Rightarrow 0,4 / 0,23.$$

В трехфазном представлении последние ступени преобразования электроэнергии: шины подстанции 35/10 кВ, отходящие от шин линии электропередачи 10 кВ, к линиям 10 кВ через ответвления подключаются ТП. В ТП трансформаторы преобразуют 10 кВ в 0,4 кВ. Это напряжение по линиям 0,4/0,23 кВ поступает к потребителям (см. рис. 1.2). Потребители на напряжении 230 В между одним фазным и нулевым проводом подключаются параллельно. Также параллельно подключаются трехфазные потребители на 400 В.

Линии 10 кВ с ответвлениями имеют протяженность от десятков метров до 40 км. К одной линии 10 кВ в сельской местности подключается от одного

до нескольких десятков трансформаторов мощностью от 25 до 630 кВА, на промышленных предприятиях к линии 10 кВ подключаются трансформаторы 10/0,4 кВ мощностью до 2500 кВА. Трансформаторы устанавливаются на ТП 10/0,4 кВ. Трансформаторы в ТП имеют схемы соединения обмоток высшего и низшего напряжений: «звезда–звезда с нулем», «треугольник–звезда с нулем», «звезда–зигзаг с нулем», «звезда–звезда с нулем с симметрирующей обмоткой». Соединения вторичных обмоток трансформаторов «звезда с нулем», «зигзаг с нулем» или «звезда с нулем с симметрирующей обмоткой» позволяют подводить к потребителям два уровня напряжения: 380 В и 220 В.

Для снижения потерь мощности в трансформаторах выпускают трансформаторы со схемой соединения обмоток «звезда–звезда с нулем» с симметрирующим устройством (Y/Y_nCY) (рис. 1.3). Трансформатор с такой схемой соединения обмоток имеет отдельную обмотку, уложенную в виде бандажа поверх обмоток высшего напряжения трансформатора Y/Y_n [4].

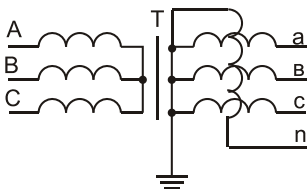


Рис. 1.3

Трансформатор с симметрирующим устройством

Симметрирующая обмотка рассчитана на длительное протекание номинального тока. При наличии тока в нулевом проводе создаваемые в магнитопроводе магнитные потоки нулевой последовательности в рабочих обмотках трансформатора Φ_{0P} будут частично компенсироваться противоположно направленными потоками нулевой последовательности Φ_{0K} компенсационной обмотки. Поэтому полное сопротивление нулевой последовательности трансформатора Y/Y_nCY будет меньше сопротивления нулевой последовательности трансформатора Y/Y_n . Отсюда снижаются потери энергии в трансформаторах.

К трансформаторам ТП подключаются трехфазные приемники и потребители с номинальным напряжением 380 В, а однофазные приемники и потребители с номинальным напряжением 220 В. На низковольтных выводах трансформаторов напряжение на 5% больше номинального напряжения сети 380/220 В. Эти 5% компенсируют потерю напряжения в самом трансформаторе при номинальной нагрузке.

Фазные и междуфазные (линейные) напряжения удобно представлять в виде: звезды векторов — фазные, а в виде треугольника векторов — линейные напряжения (рис. 1.4).

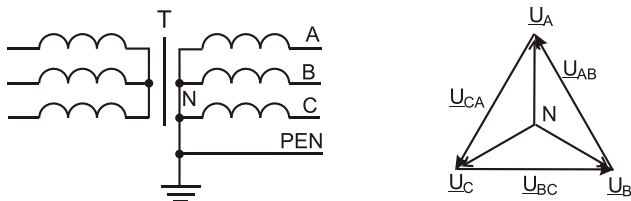


Рис. 1.4

Напряжения на выходе потребительского трансформатора

Представленные синусоиды — векторы напряжений формируются на генераторах, а затем на трансформаторах изменяются по величине и по углу. На рис. 1.4 нулевая точка обмоток вторичного напряжения трансформатора обозначена буквой N, а нулевой провод PEN. На вводном щите потребителя PEN разделяется на N — рабочий нулевой провод и PE — защитный нулевой провод.

К линейному напряжению все трехфазные потребители подключаются параллельно, а к фазному напряжению все однофазные потребители подключаются также параллельно.

Представим, что в домашних условиях подключили электрокипяtilьник мощность 1,5 кВт на напряжение 220 В. Исходя из формулы мощности

$$P = U \cdot I,$$

получим значение тока

$$\Delta P_{\text{л}} = \Delta P_{\text{ФА}} + \Delta P_{\text{ФВ}} + \Delta P_{\text{ФС}} + \Delta P_{\text{НП}},$$

сопротивление такого электрокипяtilьника составит по закону Ома

$$R = \frac{U}{I}, R = \frac{220}{6,8} = 32,2 \text{ Ома}.$$

Подключая второй электрокипяtilьник параллельно первому получим их общее сопротивление 16,1 Ома, их общий ток возрастет до 13,6 А. При уменьшении сопротивления потребителей их ток $I_{\text{НН}}$ возрастает в соответствии с законом Ома

$$I = \frac{U}{Z_{\text{нагр}}}.$$

Этот ток $I_{\text{НН}}$ поступает к потребителю от обмотки низкого напряжения трансформатора. Величина тока зависит от сопротивления нагрузки, которая подключается к трансформатору.

Соответственно увеличивается ток и на стороне высокого напряжения трансформатора $I_{\text{ВН}}$. Такой вывод следует из принципа преобразования энергии в трансформаторе. На следующем трансформаторе T_i переменный ток снова преобразуется. В конечном итоге после трансформатора T_1 , ток поступает в обмотки статоров генераторов.

Рассмотрим подключение трехфазных потребительских ТП к линиям 10 кВ (рис. 1.5).

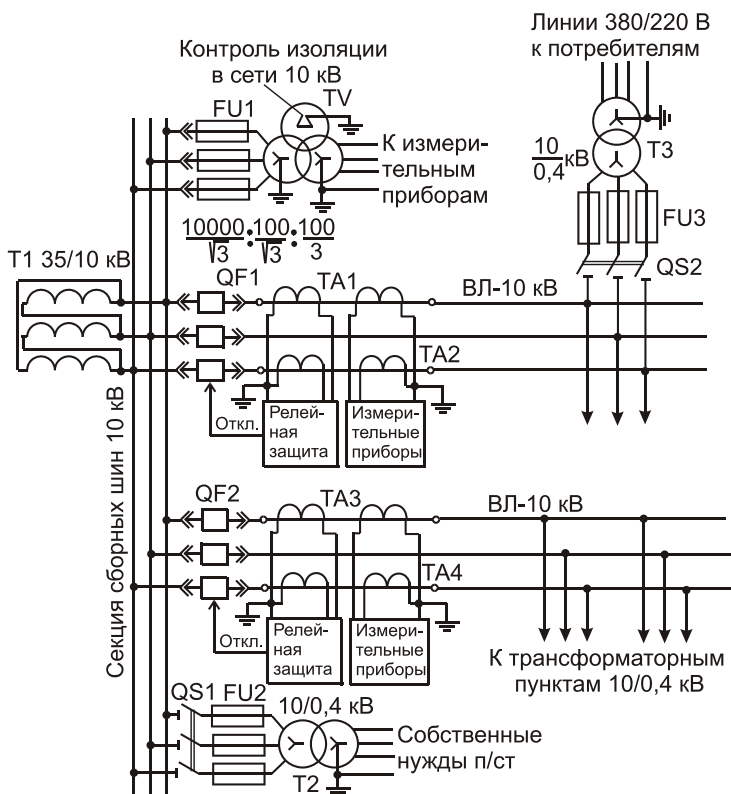


Рис. 1.5

Секция шин 10 кВ подстанции с отходящими линиями

В населенных пунктах с небольшой нагрузкой устанавливают ТП с однофазными трансформаторами 10/0,23 кВ. К таким трансформаторам трехфазные электродвигатели можно подключить с помощью конденсаторов, но при этом трехфазные электродвигатели не будут развивать номинальную мощность.

Одна секция сборных шин 10 кВ присоединена к понижающему трансформатору 35/10 кВ, 110/10 кВ или 110/35/10 кВ. Чаще всего на таких подстанциях устанавливают два понижающих трансформатора, каждый из них работает на свою секцию. Тогда распределительное устройство 10 кВ (РУ-10) имеет две секции. Количество подключаемых к шинам (к секции) линий электропередачи 10 кВ определяется размещением потребителей и их нагрузками. Но на каждой секции устанавливается трансформатор напряжения (TV) и трансформатор собственных нужд T2. Сечение алюминиевых проводов 10 кВ, отходящих от подстанции, должно быть не менее 70 мм². Такое сечение проводов можно нагружать допустимым длительным током 210 А. Для питания мощных потребителей сечение проводов увеличивают.

Из ТОЭ известно, что на активном сопротивлении вектор тока совпадает с вектором напряжения, на ёмкости вектор тока опережает вектор напряжения на 90° , на чистой индуктивности ток отстает от напряжения на 90° . Вращение векторов осуществляется против часовой стрелки. В большинстве производственных нагрузок ток протекает через активно-индуктивное сопротивление с $\cos(\varphi) = 0,75 \dots 0,95$, что соответствует углу в сторону отставания тока от напряжения $\varphi = 41^\circ \dots 18^\circ$. Тогда можно изобразить векторную диаграмму тока и напряжения, под действием которого протекает ток, в одной фазе (рис. 1.6). Векторы напряжения и тока изображаем в произвольном масштабе, только соблюдаем углы.

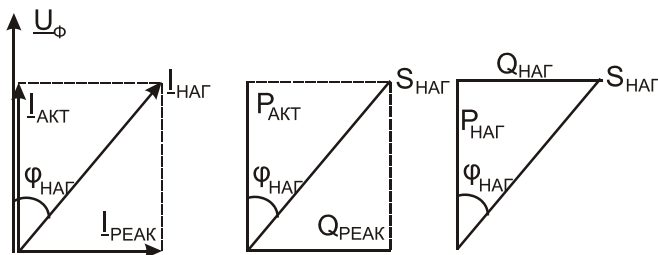


Рис. 1.6

Получение треугольника мощностей

Вектор тока нагрузки $I_{\text{НАГ}}$ отстает от своего фазного напряжения U_ϕ на угол $\varphi_{\text{НАГ}}$. Опустим перпендикуляры из конца вектора тока $I_{\text{НАГ}}$ на вертикальную ось (ось напряжения) и на горизонтальную ось, получим векторы активной составляющей тока

$$I_{\text{АКТ}} = I_{\text{НАГ}} \cos(\varphi_{\text{НАГ}}),$$

и реактивной составляющей тока нагрузки

$$I_{\text{РЕАК}} = I_{\text{НАГ}} \sin(\varphi_{\text{НАГ}}).$$

Умножим каждый из векторов токов на $U_{\text{ФАЗ}}$, получим соотношение мощностей в одной фазе.

$$U_{\text{ФАЗ}} I_{\text{НАГ}} = S_{\text{НАГ, Ф}}, U_{\text{ФАЗ}} I_{\text{НАГ}} \cos(\varphi_{\text{НАГ}}) = P_{\text{НАГ, Ф}}, U_{\text{ФАЗ}} I_{\text{НАГ}} \sin(\varphi_{\text{НАГ}}) = Q_{\text{РЕАК, Ф}}.$$

Умножим каждый из отрезков векторов тока на $\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}$, получим соотношение мощностей для трехфазной сети.

$$\sqrt{3}U_{\text{НОМ}} I_{\text{НАГ}} = S_{\text{НАГ}}, \sqrt{3}U_{\text{НОМ}} I_{\text{НАГ}} \cos(\varphi_{\text{НАГ}}) = P_{\text{АКТ}}, \sqrt{3}U_{\text{НОМ}} I_{\text{НАГ}} \sin(\varphi_{\text{НАГ}}) = Q_{\text{РЕАК, Ф}}.$$

Перенесем отрезок $Q_{\text{РЕАК}}$ на место пунктирной линии и получим прямоугольный треугольник мощностей, в котором соблюдаются соотношения по теореме Пифагора. Отношение активной мощности P к полной мощности S называется коэффициентом мощности ($\cos(\varphi)$), который зависит от характера нагрузки потребителей. Обычно он находится в пределах от 0,75 до 1. Необходимо стремиться к тому, чтобы у потребителей коэффициент мощности был в пределах 0,92...0,95, так как генераторы могут нести полную активную нагрузку при $\cos(\varphi)$ не меньше чем 0,9.

Из треугольника мощностей (см. рис. 1.6) получаем соотношение.

$$S_{\text{НАГ}} = P_{\text{НАГ}}^2 + Q_{\text{НАГ}}^2.$$

Полная мощность нагрузки, проходящая через трансформатор, через линию электропередачи включает активную и реактивную мощности.

$$S_{\text{НАГР}} = \sqrt{P_{\text{НАГР}}^2 + Q_{\text{НАГР}}^2}$$

1.2. Преобразование энергии в трансформаторах и в линиях

Преобразование энергии в трансформаторе происходит путем передачи электромагнитной энергии из одной обмотки в другую. **Трансформатор — это аппарат, предназначенный для преобразования электроэнергии одного уровня напряжения в другой уровень напряжения.** Трансформатор имеет первичную обмотку W_1 , к которой подводится напряжение, и вторичную обмотку W_2 , к которой подключается нагрузка. Обмотки расположены на шихтованном из электротехнической стали магнитопроводе, который обеспечивает магнитную связь между ними. Энергия в трансформаторе из первичной обмотки во вторичную передается посредством магнитного потока, замыкающегося по магнитопроводу.

Трансформацию можно представить в виде логической цепочки (см. приложение В)

$$U_1 \rightarrow I_1 \rightarrow \Phi_1 \rightarrow E_1 \rightarrow I_2.$$

В сельской местности при небольших нагрузках устанавливают вместо трехфазных однофазные трансформаторы 10/0,23 кВ (рис. 1.7)

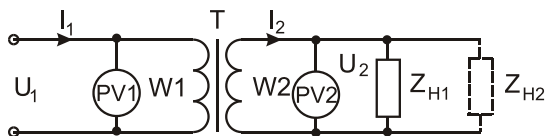


Рис. 1.7

Подключение нагрузки к однофазному трансформатору

Если на рис. 1.7 напряжение составляет 6 кВ и выше, то измерить его вольтметром невозможно ввиду того, что приближение к высоковольтному проводу опасно для жизни. Тогда вольтметры подключаются через трансформаторы напряжения, измерение токов осуществляется через трансформаторы тока.

Когда к первичной обмотке трансформатора Т с числом витков W_1 подводится синусоидальное напряжение U_1 , то по его первичной обмотке протекает синусоидальный ток I_1 , этот ток создает синусоидальный магнитный поток Φ , который замыкается по магнитопроводу. Изменяющийся во времени магнитный поток пересекает витки вторичной обмотки W_2 и наводит (индуцирует) в ней ЭДС E_2 . При подключении нагрузки Z_{H1} через нее под действием E_2 протекает ток I_2 , а на выводах вторичной обмотки устанавливается напряжение

U_2 , которое меньше E_2 на величину потери напряжения в трансформаторе. Тогда нагрузка Z_{H1} потребляет мощность.

$$S_{H2} = U_2 I_2,$$

В мощных трансформаторах потери мощности в обмотках и в магнитопроводе не превышают 1–2%. Для предварительных расчетов можно принять, что потери в трансформаторе отсутствуют. Тогда какая мощность потребляется со вторичной обмотки W_2 трансформатора, такая же мощность должна подводиться к первичной обмотке W_1 . Получаем равенство:

$$S_1 = U_1 I_1 = S_2 = U_2 I_2,$$

отсюда находим

$$U_1 I_1 = U_2 I_2,$$

и получаем зависимость первичного тока от вторичного:

$$I_1 = \frac{U_2}{U_1} I_2 = \frac{I_2}{\left(\frac{U_1}{U_2}\right)} = \frac{I_2}{K_T},$$

где K_T — коэффициент трансформации — это отношение величин первичного напряжения ко вторичному, которые показывают вольтметры PV_1 и PV_2 .

Измерять напряжение на стороне 10 кВ без трансформаторов напряжения можно электростатическими вольтметрами. При напряжениях 35 кВ и выше напряжение измеряют с помощью трансформаторов напряжения.

Из формулы следует, что во сколько раз увеличивается вторичный ток, во столько же раз увеличивается первичный ток. Увеличение вторичного тока достигается уменьшением сопротивления нагрузки путем параллельного подключения дополнительных нагрузок Z_{H2} (показана пунктиром на рис. 1.8). Для нахождения общего сопротивления при параллельном включении нагрузок необходимо определить их общую проводимость, а затем вычислить сопротивление. Для двух нагрузок получим соотношения

$$\frac{1}{Z_{12}} = \frac{1}{Z_1} + \frac{1}{Z_2}.$$

После приведения к общему знаменателю правой части получим

$$\frac{1}{Z_{12}} = \frac{Z_2 + Z_1}{Z_1 \cdot Z_2}, \text{ отсюда } Z_{12} = \frac{Z_2 \cdot Z_1}{Z_1 + Z_2}.$$

Общее сопротивление Z_{12} по величине меньше, чем Z_1 или Z_2 , если $Z_1 = Z_2$, то $Z_{12} = \frac{Z_1}{2}$.

Подключение третьего сопротивления нагрузки еще больше снижает общее сопротивление, и общий ток от трансформатора возрастает, соответственно увеличивается и первичный ток.

Таким образом, силовой трансформатор наряду с преобразованием напряжения преобразует и токи. Для схем соединения обмоток «звезда–звезда с нулем» напряжения на выводах трансформатора пропорциональны числам витков обмоток. Если число витков первичной обмотки W_1 , к которой подводится напряжение, меньше числа витков вторичной обмотки W_2 , то такой трансформатор называется повышающим. Понижающие трансформаторы доводят уро-

вень напряжения до потребителей, и потребительские трансформаторы преобразуют 10(6) кВ, реже 35 кВ в 380/220 В, которые используются в производственных и бытовых условиях.

Потери от передачи активной и реактивной мощностей нагрузки в трансформаторе составляют несколько процентов, поэтому можно приближенно считать, что полная мощность (активная и реактивная), потребляемая от вторичной обмотки $S_{\text{НАГР.2}}$, равна мощности, подводимой к первичной обмотке $S_{\text{НАГР.1}}$. Другими словами, какую мощность запрашивают потребители от вторичной обмотки, такую мощность и потребляет первичная обмотка из питающей сети, в конечном итоге от генераторов электростанций [5].

Для однофазных трансформаторов 10/0,23 кВ к первичной обмотке подводится линейное напряжение и соблюдается такое соотношение

$$S_{\text{НАГР.1}} = S_{\text{НАГР.2}} = U_1 I_{\text{НАГР.1}} = U_2 I_{\text{НАГР.2}},$$

Для трехфазных трансформаторов следует рассматривать нагрузку по трём фазам

$$S_{\text{НАГР.2}} = S_{\text{НАГР.1}} = 3U_{\text{Ф2}} I_{\text{НАГР.2}} = 3U_{\text{Ф1}} I_{\text{НАГР.1}}.$$

Учитывая, что фазное напряжение у трансформаторов со схемой соединения «звезда–звезда с нулем» на стороне высокого напряжения измерить невозможно (нулевая точка соединяется внутри бака трансформатора), но всегда (см. рис. 1.4) $U_{\text{Л}} = \sqrt{3} U_{\text{Ф}}$, получим для трехфазного трансформатора

$$S_{\text{НАГР.1}} = S_{\text{НАГР.2}} = \sqrt{3} U_{\text{Л1}} I_{\text{НАГР.1}} = \sqrt{3} U_{\text{Л2}} I_{\text{НАГР.2}},$$

где $S_{\text{НАГР.1}}$, $S_{\text{НАГР.2}}$, $I_{\text{НАГР.1}}$, $I_{\text{НАГР.2}}$ — мощности и токи нагрузки, протекающие по обмоткам трансформатора; $U_{\text{Л1}}$, $U_{\text{Л2}}$ — линейные (междуфазные $U_{\text{МФ}}$) напряжения между выводами обмоток трансформатора. Если в подстрочных индексах не указывается фазное напряжение, то всегда подразумевается линейное напряжение.

Напряжения и токи, подводимые к первичной и вторичной обмоткам, отличаются в коэффициент трансформации раз в любом режиме работы трансформатора. Когда трехфазные обмотки высокого и низкого напряжений трансформатора соединены по схемам «звезда–звезда», то коэффициент трансформации равен отношению числа витков обмоток высокого и низкого напряжения W_1 и W_2 с учетом того, что $U_{\text{Л}} = U_{\text{МФ}} = \sqrt{3} U_{\text{Ф}}$, получим

$$K_m = \frac{U_{\text{Л1}}}{U_{\text{Л2}}} = \frac{U_{\text{Ф1}}}{U_{\text{Ф2}}} = \frac{I_{\text{НАГР.2}}}{I_{\text{НАГР.1}}} = \frac{W_1}{W_2},$$

где $U_{\text{Ф1}}$, $U_{\text{Ф1}}$ — фазные напряжения на обмотках трансформатора.

Когда обмотки двухобмоточного трансформатора соединены по схемам «треугольник–звезда» или «звезда–зигзаг», такое соотношение чисел витков не соблюдается. **Поэтому коэффициент трансформации силового трансформатора — это отношение линейных (междуфазных) напряжений.**

Из приведенных формул следует, что при протекании одного и того же потока мощности с увеличением напряжения ток в обмотке уменьшается. Это позволяет снизить сечение провода обмотки высокого напряжения. Уменьшаются и габариты у трансформаторов. Снижение тока позволяет уменьшить и сечение проводов линий электропередачи, что удешевляет передачу электро-

энергии на большие расстояния. При снижении протекающего тока уменьшается потеря напряжения (см. Приложение А) в каждом фазном проводе линии электропередачи

$$\Delta U_{\Phi} = I_{\text{НАГР}} Z_{\Phi},$$

где $I_{\text{НАГР}}$ — ток нагрузки, протекающий по проводу; Z_{Φ} — полное сопротивление фазного провода,

$$Z_{\Phi} = \sqrt{R_{\Phi}^2 + X_{\Phi}^2} = \sqrt{R_0 L_{\text{Л}} + X_0 L_{\text{Л}}},$$

здесь R_{Φ} , X_{Φ} — активное и индуктивное сопротивления фазного провода длиной $L_{\text{Л}}$, км; R_0 , X_0 — погонные удельные сопротивления для каждого сечения, Ом/км.

При симметричной нагрузке трех фаз можно записать потерю линейного напряжения

$$\Delta P_{\text{Л}} = 3\Delta P_{\Phi} = 3I_{\text{НАГР}}^2 R_{\Phi}.$$

С уменьшением тока снижаются и потери активной мощности в каждой фазе линии. Активная мощность теряется в активном сопротивлении проводов. Для трехпроводной линии при симметричной нагрузке получим

$$\Delta P_{\text{Л}} = 3\Delta P_{\Phi} = 3I_{\text{НАГР}}^2 R_{\Phi}.$$

При несимметричной нагрузке в трехпроводных сетях 6 кВ и выше для получения общих потерь мощности необходимо суммировать потери мощности для каждой фазы

$$\Delta P_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{ФА}} + \Delta P_{\text{ФВ}} + \Delta P_{\text{ФС}}.$$

Для четырехпроводных линий 0,38 кВ следует учитывать также потери мощности в нулевом проводе

$$\Delta P_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{ФА}} + \Delta P_{\text{ФВ}} + \Delta P_{\text{ФС}} + \Delta P_{\text{НП}}.$$

Эти потери мощности компенсируются дополнительной выработкой мощности на электростанциях. В любой момент времени соблюдается соотношение активных мощностей

$$\sum P_{\text{ЭС}} = \sum P_{\text{НАГР}} + \sum \Delta P_{\text{Л}} + \sum \Delta P_{\text{Т}},$$

где $\sum P_{\text{ЭС}}$ — суммарная мощность, вырабатываемая синхронно работающими генераторами электростанций; $\sum P_{\text{НАГР}}$ — суммарная мощность всех активных нагрузок; $\sum \Delta P_{\text{Л}}$ — суммарная потеря активной мощности в линиях электропередачи всех напряжений; $\sum \Delta P_{\text{Т}}$ — суммарная потеря активной мощности в трансформаторах и автотрансформаторах.

Для реактивных мощностей соблюдаются подобные соотношения

$$\sum Q_{\text{ЭС}} = \sum Q_{\text{НАГР}} + \sum \Delta Q_{\text{Л}} + \sum \Delta Q_{\text{Т}} - \sum Q_{\text{КОМ}} - \sum Q_{\text{ЗАР}},$$

где $\sum Q_{\text{ЭС}}$ — суммарная реактивная мощность, вырабатываемая синхронно работающими электростанциями; $\sum Q_{\text{НАГР}}$ — суммарная реактивная мощность всех нагрузок; $\sum \Delta Q_{\text{Л}}$ — суммарная потеря реактивной мощности в линиях электропередачи всех напряжений; $\sum \Delta Q_{\text{Т}}$ — суммарная потеря реактивной

мощности в трансформаторах всех напряжений; $\sum Q_{\text{ком}}$ — суммарная реактивная мощность, вырабатываемая компенсирующими устройствами, чаще всего конденсаторными батареями.

В крупных узлах энергосистем устанавливают синхронные компенсаторы — это мощные синхронные электродвигатели (до 100 МВт), предназначенные для выработки реактивной мощности. $\sum Q_{\text{ЗАР}}$ — суммарная зарядная реактивная мощность линий электропередачи. Воздушная или кабельная линия является источником реактивной мощности, так как имеет емкостную проводимость относительно земли, другими словами, каждая фаза относительно представляет собой конденсатор. Для воздушных линий зарядную мощность учитывают с напряжения больше 35 кВ.

1.3. Подключение потребителей по четырехпроводной схеме

От потребительского (конечного) трансформатора потребители получают питание по четырехпроводной схеме. Для получения 4-проводной схемы вторичные обмотки потребительских трансформаторов 6/0,4; 10/0,4; 35/0,4 соединяются в звезду или в зигзаг с выведенной нулевой точкой. Четырехпроводная схема с напряжениями 400/230 В позволяет подключать трехфазных и однофазных потребителей к одним проводам (рис. 1.8).

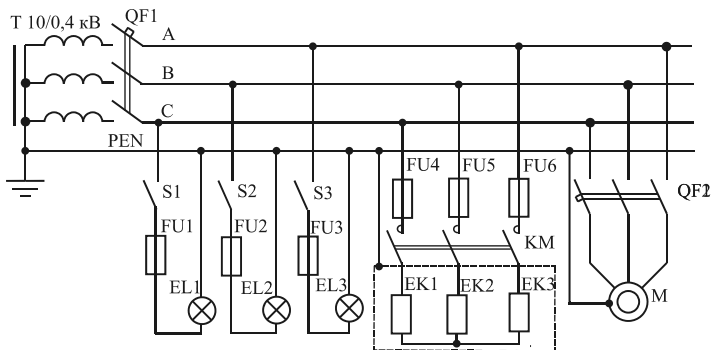


Рис. 1.8

Подключение потребителей к четырехпроводной сети

Линейное напряжение 400 В подводится к трехфазным потребителям: это электродвигатели М и нагреватели ЕК1...ЕК3. К осветительным, облучательным установкам ЕЛ1...ЕЛ3 и к большинству бытовых потребителей подводится фазное напряжение 230 В.

На рис. 1.8 рассмотрено подключение потребителей, в электрических сетях, выполненных по старым проектам, нулевой проводник используется одновременно как рабочий, так и защитный. Он подключается как к электроприемникам, так и к корпусам, которые при повреждении изоляции могут оказаться под напряжением. Недостаток такой схемы заключается в том, что однофазные электроприем-

ники E11, E12, E13 создают несимметричную нагрузку, тогда геометрическая сумма их токов протекает по нулевому проводнику PEN. На этом проводнике может теряться напряжение до нескольких вольт, это напряжение прикладывается ко всем корпусам электроприемников с занулением, что представляет опасность для жизни людей и животных. Для снижения напряжения прикосновения при несимметричных нагрузках нулевой проводник PEN, отходящий от трансформатора, на вводах помещений разделяют на рабочий N и защитный PE нулевые проводники.

1.4. Подключение потребителей по пятипроводной схеме

В технической литературе фазные проводники часто обозначают *A, B, C*, в международных обозначениях проводники обозначают L_1, L_2, L_3 и PEN. Эти проводники заходят в шкаф ввода или распределительный щит в производственном помещении или в многоквартирном жилом доме. Из распределительного щита внутри помещения отходит обычно несколько линий (рис. 1.9).

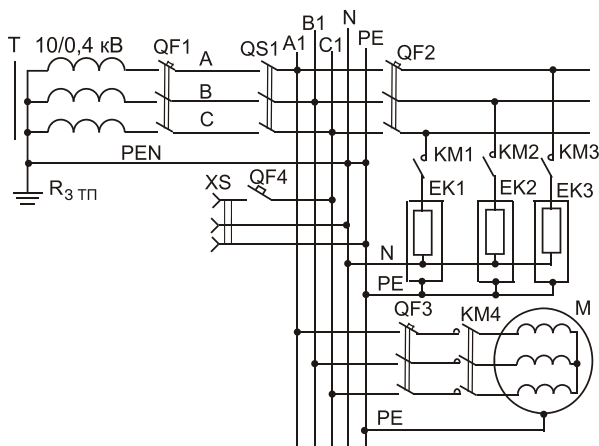


Рис. 1.9

Пятипроводная сеть 400/230 В

Каждая линия от трансформаторов к потребителям содержит четыре провода: три фазных и нулевой проводник PEN. В вводном распределительном щите помещения нулевой проводник PEN разделяется на два: нулевой рабочий N и защитный PE [6]. К PE-проводнику подключаются только корпуса электроприемников, которые в нормальном режиме не находятся под напряжением, а к проводнику N подключаются однофазные потребители.

К однофазным светильникам подводят три провода: по фазному и нулевому рабочему N-проводнику протекает ток нагрузки потребителя, а защитный PE-проводник в случае повреждения изоляции проводит ток при коротком замыкании на металлический корпус светильника и обеспечивает срабатывание автоматического выключателя или предохранителя.

На схеме (см. рис. 1.9) показано подключение производственного помещения от трансформатора Т через автоматический выключатель QF1 по четырем проводам: А, В, С, PEN. В международных проектах провода обозначают L1, L2, L3, PEN. Перед распределительным щитом в помещении установлен разъединитель QS1. При отключении QS1 можно выполнять ремонтные работы на шинах щита. В распределительном щите нулевой провод PEN разделен на два: рабочую нулевую шину N (N — Neutral, нейтраль) и защитную PE (PE — Protect Earth, защита земля). От шин запитаны однофазные нагреватели EK1, EK2, EK3 и электродвигатель М.

Каждый из трех однофазных нагревателей EK1, EK2, EK3 подключен к фазному напряжению через индивидуальный пускатель KM1, KM2, KM3 и общий трехфазный автоматический выключатель QF2. К нагревательным элементам нагревателей подводится рабочий нулевой N-проводник. Корпуса всех нагревателей соединены с защитным нулевым PE-проводником. При однофазном повреждении изоляции в электроприемнике увеличивается ток в фазном проводе и нулевом защитном PE-проводнике. От увеличения тока срабатывает в цепи нагревателей автоматический выключатель QF2. При замыкании фазы на корпус электродвигателя срабатывает QF3. В защитный PE-проводник устанавливать коммутационные аппараты запрещено.

В сельской местности к многоквартирному дому чаще всего подводят фазное напряжение 220 В одним из фазных проводов и PEN проводом. На вводе в дом работники электросетевых организаций устанавливают в фазный провод автоматический выключатель QF1 (рис. 1.10). После QF1 устанавливается однофазный счетчик активной энергии PI, после которого провод PEN может быть разделен на рабочий нулевой N-проводник и защитный нулевой PE-проводник (показан пунктиром). На улице в сельской местности всегда существует несимметричная нагрузка, при которой ток протекает по нулевому проводу PEN. Потеря напряжения в нулевом проводе приложится к корпусам бытовых электроприемников. Особенно большое напряжение на корпусах бытовых электроприемников наблюдается при однофазных коротких замыканиях, когда большая потеря напряжения в нулевом проводе прикладывается к корпусам электроприемников даже при отключенном автоматическом выключателе QF2.

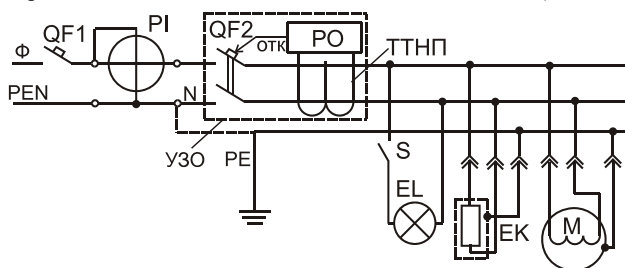


Рис. 1.10
Подключение к сети многоквартирного дома

Безопасная эксплуатация бытовых электроприемников достигается тем, что металлические корпуса соединяются между собой и заземляются без соединения с N-проводом. Но при этом в доме необходимо обязательно установить устройство защитного отключения (УЗО), у которого основными элементами являются трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП) и реагирующий орган (РО) полупроводникового исполнения, воздействующий на отключение автоматического выключателя QF2. После счетчика в последнее время устанавливают дифференциальный автомат (обведен пунктиром), который совмещает в себе автоматический выключатель и УЗО. Тогда при повреждении изоляции в бытовом электроприемнике ток от фазного провода через место повреждения изоляции по заземляющему РЕ-проводнику и через заземление будет протекать к питающему трансформатору. От этого тока утечки сработает УЗО или дифференциальный автомат.

1.5. Устройство защитного отключения

Известно, что УЗО предназначено для отключения электроустановки в производственных помещениях (двигателя, кабеля, нагревателя и т. п.) в случае появления токов утечки через фазную изоляцию, через землю и заземление трансформаторного пункта. Самое главное УЗО отключает электроустановку в случае ошибочного прикосновения человека к оголенным фазным проводам, находящимся под напряжением.

УЗО не реагирует на двухфазные и трехфазные короткие замыкания. ТТНП представляет собой трансформатор с двумя, тремя или четырьмя первичными обмотками и одной вторичной обмоткой. По первичным обмоткам пропускаются токи нагрузки. Такой трансформатор тока работает в режиме, близком к холостому ходу, и при большом количестве витков вторичной обмотки преобразует геометрическую сумму токов фаз в пропорциональное напряжение на выходе (рис. 1.11). Ко вторичной обмотке подключается обычно полупроводниковый реагирующий орган РО.

Токи двухфазного и трехфазного КЗ разлагаются на токи прямой и обратной последовательности, сумма которых равна нулю, поэтому на эти токи ТТНП не реагирует.

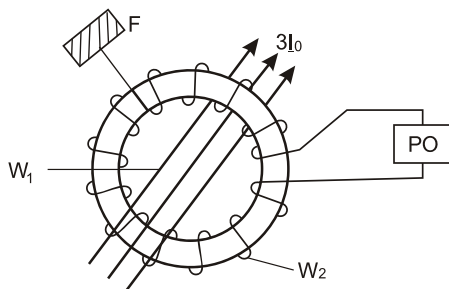


Рис. 1.11
Трансформаторный фильтр токов нулевой последовательности

При однофазных КЗ на корпус и при утечках через изоляцию одной фазы в сети протекают токи прямой, обратной и нулевой последовательности, и ТТНП выделяет токи нулевой последовательности.

В общем случае число витков первичной обмотки каждой фазы ТТНП — W_1 , число витков вторичной обмотки — W_2 . Через первичные обмотки протекает ток $3I_0$. Этот ток создает магнитный поток Φ , который наводит на вторичной обмотке ЭДС E_2 :

$$E_2 = 4,44 \cdot f \cdot W_2 \cdot \Phi, \quad (1.1)$$

где f — частота тока в обмотке.

В свою очередь, из электротехники известно:

$$\Phi = B \cdot F = \mu \cdot H \cdot F, \quad (1.2)$$

где B — магнитная индукция в магнитопроводе; μ — магнитная проницаемость стали магнитопровода; H — напряженность магнитного поля; F — поперечное сечение стали магнитопровода.

По закону полного тока круговой интеграл от напряженности по замкнутому контуру равен произведению утроенного тока нулевой последовательности на число витков обмотки, создающей напряженность магнитного поля:

$$\Phi = \frac{3I_0 W_1}{\mu} \cdot F \cdot \pi \cdot d_{\text{ср}}.$$

Учитывая, что напряженность магнитного поля в магнитопроводе не изменяется:

$$H \cdot \pi \cdot d_{\text{ср}} = 3I_0 \cdot W_1, \text{ получаем } H = \frac{3I_0 W_1}{\pi} \cdot d_{\text{ср}},$$

где $d_{\text{ср}}$ — средний диаметр магнитопровода.

Подставим значение H в формулу магнитного потока (1.2):

$$\Phi = \frac{3I_0 W_1}{\mu} \cdot F \cdot \pi \cdot d_{\text{ср}}.$$

Полученное значение потока Φ введем в формулу (1.1) [7]:

$$E_2 = \frac{4,44 f W_1 W_2 \mu 3I_0 F}{\pi} d_{\text{ср}},$$

где E_2 — значение ЭДС на выходе трансформаторного ТТНП, пропорциональное току нулевой последовательности.

Из формулы следует, что для увеличения чувствительности ТТНП к токам однофазного повреждения необходимо:

— увеличивать поперечное сечение магнитопровода F при минимальном его среднем диаметре, то есть окно для первичной обмотки должно быть минимальным. Для этого число витков первичной обмотки W_1 принимают равным единице;

— использовать магнитопровод с наибольшей магнитной проницаемостью μ ;

— размещать на магнитопроводе максимально возможное число витков вторичной обмотки W_2 .

Реагирующий орган РО, включаемый на выходе ТТНП, срабатывает только при однофазных КЗ в сети 380 В или при несимметричной нагрузке, со-

проводящейся появлением токов в нулевом проводе или в земле (токов нулевой последовательности). Тогда отпадает необходимость в отстройке от тока нагрузки в фазах по величине. В качестве реагирующего органа (РО) в защитах с ТТНП используют полупроводниковые усилители, получающие питание от защищаемой сети. Но для исключения ложного срабатывания при появлении высших гармоник от повреждений в сети в его схеме предусматриваются специальные фильтры.

В настоящее время ТТНП нашли широкое применение в устройствах защитного отключения (УЗО) с током срабатывания от 10 мА и выше. УЗО, установленное на вводе в помещение, исключают поражение людей электрическим током при прикосновении к токоведущим частям, находящимся под напряжением, путем отключения электроустановки со временем 0,2 с. За это время человек не успеет даже испугаться.

ТТНП используются и в сетях 6...10 кВ. Они надеваются на броню высоковольтного кабеля отходящей линии, и на его выходе появляется напряжение в случае повреждения изоляции фазы линии.

Контрольные вопросы

1. Изобразите треугольник токов и мощностей.
2. Как на схемах изображается трехфазный трансформатор в однофазном и в трехфазном развернутом представлении с обмотками?
3. Принцип действия силового трансформатора.
4. Назначение трансформаторов в электрических сетях.
5. Какие схемы соединения обмоток трансформаторов изготавливают на заводах?
6. Как вычислить ток трехфазного трансформатора по его мощности и напряжениям?
7. Как изменяются токи в трансформаторах при подключении дополнительной нагрузки потребителей?
8. Что такое коэффициент трансформации силового трансформатора?
9. Для чего устанавливают защитный нулевой проводник?
10. Вычислите, какой ток потребляет трехфазный нагреватель 10,5 кВт.

2. Приборы для измерения тока, напряжения, сопротивления, мощности в сетях до 1 000 В

2.1. Измерение тока, напряжения, сопротивления

Сила тока — это количество электричества, протекающего через сечение проводника в единицу времени. Измеряется ток в амперах в производственных условиях токоизмерительными клещами. Измерение тока необходимо:

- для выбора сечения проводов, питающих электроустановку;
- для выбора защитного устройства, чтобы оно отключало электроустановку раньше, чем расплавится изоляция провода;
- для проверки загрузки, например, электродвигателя насосом;
- для проверки загрузки трансформатора;
- для оценки в результате расчетов потери напряжения в линии электропередачи;
- для проверки отсутствия несанкционированного отбора электроэнергии.

В процессе нового монтажа небольшой электроустановки встает вопрос выбора сечений проводов и кабелей. Выбор сечения проводов и кабелей напряжением до 1 000 В чаще всего производится по условиям допустимого нагрева длительным рабочим током.

$$I_{\text{доп}} \geq \frac{I_{\text{РАБ}}}{k_1},$$

где $I_{\text{доп}}$ — длительно допустимый ток на провода и кабели в соответствии с ПУЭ (см. табл. 2.1, 2.2); $I_{\text{РАБ}}$ — расчетный ток нагрузки (ожидаемый максимальный ток нагрузки); k_1 — поправочный коэффициент на условия прокладки проводов (см. табл. 2.3).

Следует иметь в виду, что одножильные алюминиевые провода сечением менее 2,5 мм² не выпускается. Приведем наиболее допустимые распространенные токи для проводов в бытовых условиях (табл. 2.1). Значения токов приведены для температур окружающего воздуха +25°C и земли +15°C.

Таблица 2.1

Допустимый длительный ток для проводов и шнуров с полихлорвиниловой и резиновой изоляцией с медными жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Открыто	Для проводов, проложенных в одной трубе				
		Двух одножильных	Трех одножильных	Четырех одножильных	Одного двухжильного	Одного трехжильного
0,5	11					
0,75	15					
1	17	16	15	14	15	14
1,5	23	19	17	16	18	15
2,5	30	27	25	25	25	21
4	41	38	35	30	32	27

Продолжение таблицы 2.1

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Открыто	Для проводов, проложенных в одной трубе				
		Двух одножильных	Трех одножильных	Четырех одножильных	Одного двухжильного	Одного трехжильного
6	50	46	42	40	40	34
10	80	70	60	50	55	50

При протекании тока по проводнику в его активном сопротивлении выделяется активная мощность, которая нагревает его. Изменение температуры проводника осуществляется по экспоненте. Допустимая длительная температура нагрева:

- шины и провода неизолированные 70°C;
- провода с резиновой или полихлорвиниловой изоляцией 65°C;
- кабели с резиновой изоляцией 65°C;
- провода СИП-1, СИП-2 90°C;
- провода СИП-1, СИП-2, а в режиме перегрузки или в аварийном режиме 130°C [8].

Допустимый ток нагрузки фазной жилы проводов на воздухе при температуре 25°C: СИП 1х16+1х25 — 105 А; СИП 3х16+1х25 — 100 А; СИП 3х25+1х54,6 — 130 А.

В эксплуатации находится большое количество проводов с алюминиевыми жилами, у которых удельное сопротивление больше, чем у медных проводов, поэтому допустимые токовые нагрузки меньше (табл. 2.2)

Таблица 2.2

Допустимый длительный ток для проводов и шнуров с полихлорвиниловой и резиновой изоляцией с алюминиевыми жилами

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Открыто	Для проводов, проложенных в одной трубе				
		Двух одножильных	Трех одножильных	Четырех одножильных	Одного двухжильного	Одного трехжильного
2,5	24	20	19	19	19	16
4	32	28	28	23	25	21
10	60	50	47	39	42	38
16	75	60	60	55	60	55

В зависимости от температуры среды, в которой прокладываются провода, допустимая токовая нагрузка изменяется (табл. 2.3)

Выбранное сечение проводов необходимо согласовать с защитными устройствами. Автоматические выключатели выбираются по условиям:

- 1) $I_{ном.авт} > I_{ном.рас}$, где $I_{ном.авт}$ — номинальный ток автомата (контактной системы), А; $I_{ном.рас}$ — номинальный ток теплового расцепителя, А;
- 2) $U_{ном.авт} > U_{сети}$, где $U_{ном.авт}$ — номинальное напряжение автомата (изоляции), В; $U_{сети}$ — напряжение сети, В;
- 3) для линии без электродвигателей $I_{ном.рас} > I_{длит}$, где $I_{длит}$ — длительный ток в линии, А;

- 4) для линии с одним электродвигателем $I_{\text{НОМ.РАС}} > 1,25 I_{\text{ДЛИТ}}$;
 5) для групповой линии с несколькими электродвигателями $I_{\text{НОМ.РАС}} > I_{\text{МАКС}}$, где $I_{\text{МАКС}}$ — максимальный ток в линии, А;

- 6) для осветительной сети с лампами ДРЛ, ДРИ, ДнаТ $I_{\text{НОМ.РАС}} > 1,25 I_{\text{ДЛИТ}}$.

Для защиты линии, питающей трехфазную конденсаторную установку, номинальный ток плавкой вставки определяется

$$I_{\text{ПЛ.ВСТ}} \geq 1,6 I_{\text{КОН.УСТ}} \geq I_{\text{МАКС}}^{(3)},$$

где $I_{\text{КОН.УСТ}}$ — ток, вырабатываемый конденсаторной установкой; $Q_{\text{КУ}}$ — реактивная мощность конденсаторной установки, кВА;

- 7) все автоматы и предохранители проверяют на отключающую способность. Для этого рассчитывают максимальный ток трехфазного короткого замыкания сразу за автоматом $I_{\text{МАКС}}^{(3)}$ (предохранителем) и должно выполняться условие:

$$I_{\text{ОТКЛ}} > I_{\text{МАКС}}^{(3)},$$

где $I_{\text{ОТКЛ}}$ — предельный ток, дугу которого может разорвать контактная система (предохранитель).

Таблица 2.3

**Поправочные коэффициенты k_1
на температуру земли и воздуха на провода**

Расчетная температура среды, °С	Нормируемая температура жил, °С	Поправочные коэффициенты k_1 при фактической температуре среды, °С					
		–5 и ниже	0	+5	+15	+25	+40
25	80	1,24	1,2	1,17	1,11	1	0,81
25	60	1,36	1,31	1,25	1,13	1	0,76

Силу тока в сетях измеряют амперметрами, существует несколько типов амперметров;

- магнитоэлектрические используются только для измерения постоянного тока;
- электромагнитные используются для измерения постоянных и переменных токов, их недостатком является невысокая точность;
- электродинамические чувствительны к внешним магнитным полям;
- цифровые [9].

Шкалу амперметра градуируют в микроамперах, миллиамперах, амперах и килоамперах в соответствии с пределами измерения прибора. Амперметр включается последовательно с тем участком цепи, силу тока в котором измеряют. Поэтому чем ниже внутреннее сопротивление амперметра, тем меньше влияние на исследуемый объект и тем выше точность измерения.

Небольшие токи измеряют миллиамперметрами, тестерами, мультиметрами со стрелочным выходом, которые включают последовательной с измеряемой нагрузкой.

Без разрыва силовых цепей ток измеряют токоизмерительными клещами. Токоизмерительные клещи представляют собой трансформатор с разъемным магнитопроводом, в первичной обмотке которого один виток — провод с то-

ком. Вторичная обмотка имеет большое количество витков, поэтому первичный ток преобразуется в напряжение, а напряжение подводится к измерительному прибору, шкала которого проградуирована в амперах. Изменение предела измерения осуществляется переключателем. Для измерения токов, значительно меньших, чем представлено на переключателе, чувствительность прибора можно увеличить, например, в 10 раз. Для этого следует проводом с измеряемым током намотать на разъемный магнитопровод клещей 10 витков.

Токоизмерительными клещами измеряют и напряжение в сети 380 В. При этом разъемный магнитопровод не участвует в измерении. К испытуемым проводам подключаются два провода от токоизмерительных клещей, а переключатель режимов устанавливается на измерение напряжения. Токоизмерительными клещами чаще всего измеряют токи и напряжения в сетях 0,38 кВ.

Однако ими измеряют токи и в сетях 10 кВ. Чтобы обеспечить безопасность (приблизиться к токоведущей части ближе 0,5 м запрещено), измерительный стрелочный прибор и клещи закрепляют на подвижных диэлектрических штангах. Измерения необходимо выполнять в диэлектрических ботах, диэлектрических перчатках и в очках.

Наибольшее распространение в последнее время находят цифровые амперметры. В цифровом амперметре аналоговый сигнал преобразуется в импульсы цифрового кода, и затем эти сигналы преобразуются в десятичный код, который и отображается на табло прибора. Чтобы осуществить преобразование аналогового сигнала, в приборе используется аналого-цифровой преобразователь, который представляет собой сложную электронную схему на цифровых микро-схемах.

Главный козырь цифровых приборов — высокая точность измерений, исчисляемая десятками и сотыми долями процента. Аналоговые же приборы допускают погрешность в пределах одного–нескольких процентов. Цифровые приборы нечувствительны к небольшим ударам, поэтому их можно размещать вблизи механизмов. Цифровые приборы бесперебойно работают при разной температуре и влажности, при любой ориентации в пространстве.

Но аналоговые приборы удобны для считывания информации, по ним наглядно представляется динамика изменения измеряемой величины. Для них не требуется дополнительный источник питания.

При напряжениях сети свыше 1 000 В, а также в силовых цепях 0,38 кВ стационарные амперметры включают через трансформаторы тока.

Электрическое напряжение — это энергетическая характеристика электрического поля. Напряжение численно равно отношению работы по перемещению заряженной частицы q к величине заряда данной частицы. Если для перемещения заряда величиной 1 кулон совершили работу величиной 1 джоуль, то величина электрического напряжения — 1 вольт.

В трехфазной сети различают фазное и линейное напряжение, которые совместно обозначаются дробью 400/230 В. Стандартные напряжения [10] электроустановок до 1 000 В 230, 400, 690 В — в электроустановках свыше 1 000 В: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 кВ.

В сетях до 1 000 В напряжение измеряют вольтметрами, переключением токоизмерительных клещей на измерение напряжения с использованием двух изолированных проводников.

Цифровые вольтметры находят все более широкое применение [11] (рис. 2.1).

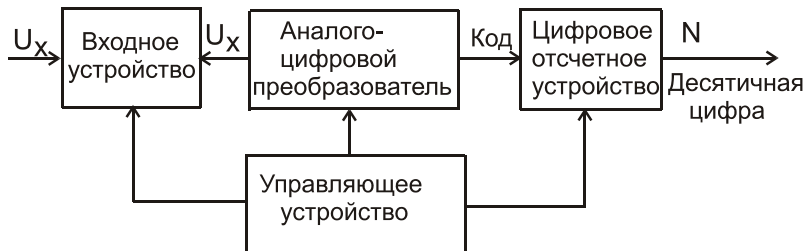


Рис. 2.1

Упрощенная структурная схема цифрового вольтметра

Входное устройство содержит делитель напряжения, в вольтметрах переменного тока оно включает также преобразователь переменного тока в постоянный, чаще всего это детектор средневывпрямленного напряжения.

Аналого-цифровой преобразователь (АЦП) преобразует аналоговый сигнал в цифровой, представляемый цифровым кодом. Процесс аналого-цифрового преобразования составляет сущность любого цифрового прибора. Использование в АЦП вольтметров двоично-десятичного кода облегчает обратное преобразование цифрового кода в десятичное число, отражаемое цифровым отсчетным устройством.

В производственных условиях в сетях 0,38 кВ чаще всего применяют однопольные указатели наличия напряжения, часто совмещаемые с отверткой. **Указатели напряжения — это переносные приборы, назначение которых — проверка наличия или отсутствия напряжения на токоведущих частях.** Принцип действия указателя напряжения заключается в том, что прикосновение к токоведущей части, находящейся под напряжением, приводит к протеканию через указатель, через тело человека, через землю и через трансформатор с глухозаземленной нейтралью тока величиной до 30 мА, такой ток безопасен для жизни и здоровья, но обеспечивает свечение неоновой лампы указателя. Прикосновение к нулевому проводу сети не вызывает свечения указателя.

Двухпольные указатели напряжения применимы для установок постоянного и переменного тока. Они требуют прикосновения к двум токопроводящим частям. В одну рукоятку встраивается неоновая лампа или лампа накаливания мощностью до 10 Вт, в другую рукоятку встраивают ограничительное сопротивление. При этом лампа потребляет ток несколько миллиампер и обеспечивает устойчивый световой сигнал.

Использовать вместо указателя напряжения обычную лампу накаливания (называемую контрольной лампой) **запрещено**. Это вызвано тем, что при ошибочном подключении лампы на напряжение 380 В вместо 220 В может про-

изойти взрыв лампы, что приведет к травме оператора. Перед проверкой отсутствия напряжения указатели напряжения необходимо проверить на исправность на участке сети, заведомо находящейся под напряжением.

Измерение вольтметром трех линейных (междуфазных) напряжений позволяет построить из векторов треугольник линейных напряжений и оценить симметрию напряжений. Измерение трех фазных напряжений позволяет построить внутри треугольника линейных напряжений звезду фазных напряжений, по которой можно оценить смещение нулевой точки потребителей относительно нулевой точки источника. Этим самым оценивается, какая из фаз перегружена.

Смещение нулевой точки электроприемника относительно нулевой точки источника в четырехпроводных сетях определяют по формуле двух узлов [12]:

$$\underline{U}_{Nn} = \frac{\frac{\underline{U}_A}{Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Н.А}}} + \frac{\underline{U}_B}{Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Н.В}}} + \frac{\underline{U}_C}{Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Н.С}}}}{\frac{1}{Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Н.А}}} + \frac{1}{Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Н.В}}} + \frac{1}{Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Н.С}}} + \frac{1}{Z_{\text{Н.П}}}},$$

где $\underline{U}_A, \underline{U}_B, \underline{U}_C$ — векторы фазных напряжений на выводах трансформатора.

Если принять $\underline{U}_A = 220 \text{ В}$, то

$$\underline{U}_B = \underline{U}_A a^2, \underline{U}_C = \underline{U}_A a,$$

где a — фазный множитель, показывающий поворот вектора на 120° против часовой стрелки, $a = e^{j\frac{2\pi}{3}}$; $Z_{\text{Л}}$ — сопротивление фазного провода, $Z_{\text{Л}} = R_0 L + jX_0 L$, здесь R_0, X_0 — удельные погонные сопротивления проводов; L — длина проводов; $Z_{\text{Н.А}}, Z_{\text{Н.В}}, Z_{\text{Н.С}}$ — сопротивления нагрузок фаз; $Z_{\text{Н.П}}$ — сопротивление нулевого провода от источника до потребителя, $Z_{\text{Н.П}} = R_{0\text{Н.П}} L + jX_{0\text{Н.П}} L$.

В результате вычисления получаем вектор смещения нулевой точки потребителя относительно нулевой точки источника.

Находим напряжение между нулевой точкой потребителя и выводом каждой фазы источника:

$$\underline{U}_{nA} = \underline{U}_A - \underline{U}_{nN}; \underline{U}_{nB} = \underline{U}_B - \underline{U}_{nN}; \underline{U}_{nC} = \underline{U}_C - \underline{U}_{nN}.$$

Под действием этих напряжений протекает ток в каждой фазе:

$$\underline{I}_A = \frac{\underline{U}_{nA}}{Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Н.А}}}; \underline{I}_B = \frac{\underline{U}_{nB}}{Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Н.В}}}; \underline{I}_C = \frac{\underline{U}_{nC}}{Z_{\text{Л}} + Z_{\text{Н.С}}}.$$

После этого находим напряжение на каждой фазе потребителя:

$$\underline{U}_{A1} = \underline{I}_A Z_{\text{Н.А}}; \underline{U}_{B1} = \underline{I}_B Z_{\text{Н.В}}; \underline{U}_{C1} = \underline{I}_C Z_{\text{Н.С}}.$$

Полученные напряжения показывают, какая из фаз перегружена. Опасность перегрузки одной фазы заключается в том, что напряжение на наименее загруженных фазах может значительно превышать фазное напряжение источника.

В сетях свыше 1 000 В уровень напряжения определяют по вольтметру, включаемому к вторичной обмотке трансформаторов напряжения.

Существуют электростатические вольтметры с измерением напряжения до 100(200) кВ, особенно с высокочастотными сигналами. Эти вольтметры чаще всего используют в лабораториях, они соединяются с измеряемым участком изолированными проводами, закрепленными на изолирующих штангах. Принцип

действия электростатического вольтметра основан на взаимодействии заряженных электродов. Два электрода (алюминиевые пластины, между которыми воздушный зазор) образуют переменную емкость — камеру. Измеряемое напряжение подается на эту измеряемую неподвижную камеру и подвижную пластину, закрепленную на оси со стрелкой. Противодействующий момент создается спиральной пружиной. Стрелка и шкала образуют отсчетное устройство [13].

К достоинствам электростатических вольтметров относятся:

- высокое входное сопротивление, десятки МОм;
- реакция на действующее напряжение, не зависит от формы сигнала;
- широкий диапазон измеряемых напряжений (от 1 до десятков МГц);
- сравнительно высокая точность при неравномерной шкале (класс точности 1,0...1,5);

- простая конструкция и достаточная надежность.

Недостатки:

- нелинейная шкала;
- малая чувствительность;
- значительное влияние внешних электрических полей, требующее экранирования механизма.

Для измерения напряжений в технике высоких напряжений используют шаровые разрядники. Принцип измерения при помощи шарового разрядника основан на «законе Пашена», по которому наименьшее напряжение зажигания газового разряда между двумя плоскими электродами есть величина постоянная (для данного газа) при одинаковых значениях произведения pq , где p — давление газа; q — расстояние между электродами. Закон связывает пробивное электрическое напряжение промежутка с имеющимся расстоянием между поверхностями шаров. Расстояние между шарами не должно превышать $0,5 D$, где D — диаметр шаров.

Измерение сопротивлений. В производственных условиях измерение сопротивлений выполняется значительно реже измерения токов. Величина активного сопротивления измеряется мультиметром или тестером при пропускании небольшого постоянного тока через испытуемый объект. По величине активного сопротивления и потребляемого тока вычисляется активная мощность электроустановки $P = I^2 R$.

Измерение емкости. Емкость конденсатора измеряется мультиметром, однако можно воспользоваться методом вольтметра и амперметра.

Чисто емкостных и индуктивных сопротивлений не существует. Любой конденсатор помимо ёмкости имеет еще и активное сопротивление. При последовательной схеме включения емкости и активного сопротивления по направлению с вектором тока будет совпадать вектор падения напряжения на активном сопротивлении (рис. 2.2)

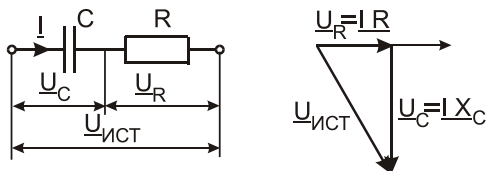


Рис. 2.2
Измерение емкости

Для вычисления емкости необходимо измерить напряжение источника $U_{\text{ИСТ}}$ и напряжение на активном сопротивлении U_R и активное сопротивление. Тогда напряжение на емкости

$$U_C = I \cdot X_C = \frac{I}{\omega C} = \frac{U_R}{R} \cdot \frac{1}{\omega C} = \sqrt{U_{\text{ИСТ}}^2 - U_R^2}.$$

Отсюда находим

$$C = \frac{U_R}{R\omega\sqrt{U_{\text{ИСТ}}^2 - U_R^2}}.$$

Индуктивное сопротивление X любого объекта измерить невозможно. Физический смысл индуктивного сопротивления состоит в следующем. Под влиянием изменений тока в проводнике, обладающем индуктивностью (любой катушке), возникает электродвижущая сила самоиндукции, препятствующая этим изменениям по закону Ленца, т. е. уменьшающая амплитуду тока I_m . Следовательно, уменьшается и действующее значение тока. Уменьшение тока в проводнике равносильно увеличению сопротивления проводника, т. е. равносильно появлению дополнительного (индуктивного) сопротивления. Его вычисляют через полное сопротивление путем измерения напряжения и тока на переменном токе:

$$Z = \frac{U}{I}.$$

А затем через Z и R вычисляют индуктивное сопротивление:

$$X = \sqrt{Z^2 - R^2}.$$

2.2. Измерение активной мощности

Измерение активной мощности в однофазных сетях осуществляется приборами с одним измерительным механизмом с соблюдением правил присоединения проводов. Начала обмоток ваттметра показаны звездочками (рис. 2.3).

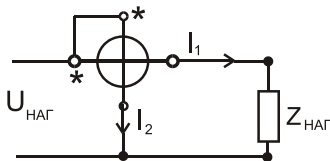


Рис. 2.3
Измерение активной мощности в одной фазе ваттметром

Измерительный механизм имеет обмотку тока (жирная линия) и обмотку напряжения. Ток I_1 , протекающий по токовой обмотке, отражает изменение тока в нагрузке. А ток I_2 , протекающий по обмотке напряжения, пропорционален напряжению на нагрузке $U_{\text{НАГ}}$ [14]. Активная мощность, выделяемая на нагрузку, вычисляется внутри прибора по формуле

$$P = U_{\text{НАГ}} I_{\text{НАГ}} \cos(\varphi_{\text{НАГ}}).$$

В производственных условиях измерение активной мощности в одной фазе осуществляется ваттметровыми клещами, у которых разъемным магнитопроводом охватывается провод с током нагрузки, двумя проводами подключается к клещам цепь напряжения. Для измерения полной мощности, например потребляемой трехфазным электродвигателем, необходимо измерить мощность в трех фазных проводах, подключая для измерения тока в фазе A напряжение U_{AN} , для измерения тока в фазе B напряжение U_{BN} , для измерения тока в фазе C напряжение U_{CN} . Затем три измеренных мощности сложить:

$$S_{\text{дв}} = I_A U_{AN} + I_B U_{BN} + I_C U_{CN} = P_A + P_B + P_C.$$

Измерение активной мощности в сети 0,38 кВ можно осуществить только токоизмерительными клещами и добавочным активным сопротивлением.

2.3. Измерение реактивной мощности

Физически преобразование реактивной мощности можно представить так, что в течение первого положительного полупериода синусоиды мощности энергия от генератора поступает в катушку. Эта энергия накапливается в катушке в виде энергии магнитного поля [15].

$$W_{LM} = L \cdot I_M^2,$$

где W_{LM} — энергия, запасенная в катушке; L — индуктивность катушки; I_M — амплитудное значение тока в катушке.

В течение второго отрицательного периода энергия возвращается обратно генератору. В течение второго полупериода тока явление обмена энергией между генератором и магнитным полем катушки индуктивности повторяется.

Реактивная мощность, передаваемая потребителю, необходима для создания магнитных потоков, она не совершает полезной работы, но является составной частью полной мощности, поэтому дополнительно загружает сеть. Реактивная мощность в однофазной сети определяется по выражению

$$Q_1 = U_{\phi} I_{\text{НАГ}} \sin(\varphi),$$

где U_{ϕ} — фазное напряжение; $I_{\text{НАГ}}$ — ток нагрузки; φ — угол между вектором тока и вектором напряжения.

Измерение реактивной мощности в однофазных цепях производится только в лабораторных условиях и при проведении исследований. Трехфазная реактивная мощность измеряется у крупных потребителей для выбора мощности компенсирующих устройств.

Потребителями реактивной мощности являются трансформаторы, линии электропередачи, реакторы. Это такие приемники, которые по принципу своего действия используют магнитное поле: асинхронные двигатели, индукционные печи. Примерно 60% реактивной мощности потребляют асинхронные двигатели.

ли, трансформаторы потребляют 20%. Остальная небольшая часть реактивной мощности приходится на индукционные печи, сварочные трансформаторы, люминесцентное освещение, линии электропередачи.

Реактивная мощность трехфазной электроустановки определяется суммой реактивных мощностей отдельных фаз:

$$Q_3 = U_A I_A \sin(\varphi_A) + U_B I_B \sin(\varphi_B) + U_C I_C \sin(\varphi_C).$$

Измерение трехфазной реактивной мощности в трехфазных сетях производится включением измерительных органов по 90° схеме в соответствии с векторной диаграммой трехфазных напряжений. Если через токовую обмотку первого измерительного органа проходит ток фазы A , то к обмотке напряжения этого измерительного органа подводится напряжение U_{BC} , расположенное под 90° к фазе A ; ко второму измерительному органу подводится ток фазы B , а напряжение — U_{CA} , к третьему измерительному органу подводится ток фазы C , а напряжение — U_{AB} . На рис. 2.4 сплошными линиями показано подключение линейных напряжений к ваттметрам, а пунктирными линиями подключение фазных напряжений.

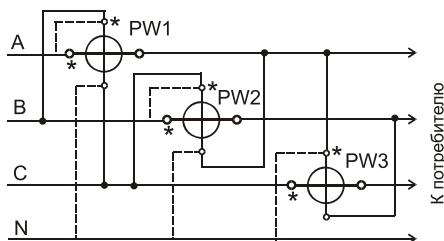


Рис. 2.4

Включение трех однофазных ваттметров для измерения реактивной мощности

Если к приборам подвести напряжения в соответствии с пунктирными линиями, то получим ваттметр, измеряющий трехфазную активную мощность в сети с нулевым проводом.

При подключении линейных напряжений по 90° схеме к ваттметрам (подключения показаны сплошными линиями) получим показания при симметричной нагрузке. Анализ работы проведем с использованием векторных диаграмм токов и напряжений (рис. 2.5).

Из векторных диаграмм просто определяются углы между токами фаз и линейными напряжениями

$$P_{W1} = I_A U_{BC} \cos(I_A U_{BC}) = I_L U_L \cos(90 - \varphi) = I_L U_L \sin(\varphi),$$

$$P_{W2} = I_B U_{CA} \cos(I_B U_{CA}) = I_L U_L \cos(90 - \varphi) = I_L U_L \sin(\varphi),$$

$$P_{W3} = I_C U_{AB} \cos(I_C U_{AB}) = I_L U_L \cos(90 - \varphi) = I_L U_L \sin(\varphi).$$

После арифметического суммирования показаний ваттметров получим

$$P_{\text{сум}} = P_{W1} + P_{W2} + P_{W3} = 3 I_L U_L \sin(\varphi).$$

Разделив результат на $\sqrt{3}$, получим

$$K_{TV} = \frac{10\,000}{100}.$$

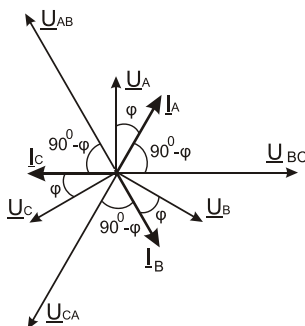


Рис. 2.5

Векторные диаграммы токов и напряжений

При использовании трехэлементного ваттметра необходима математическая операция, связанная с делением на $\sqrt{3}$, эта операция учтена при градуировке шкалы ваттметра. Например, если прибор отклоняется на 173 деления, то по шкале отсчитаем 100 ВАр. Таким образом, приборами с одинаковым принципом действия, но различными подведенными напряжениями, измеряются трехфазные активные и реактивные мощности.

2.4. Ограничение потребляемой мощности

Ограничители мощности предназначены для контроля потребления мощности в трехфазных и однофазных сетях и отключения питания от потребителя в случае превышения потребляемой мощности сверх установленного значения. Повторное включение происходит по истечении отрезка времени от 4 с до 3 мин, в зависимости от исполнения. Такое решение необходимо для исключения перегрузки электропроводки потребителей, для снижения перегрузок питающих сетей и трансформаторов, а также от несанкционированного подключения посторонних потребителей энергии к вашей питающей сети. Устанавливается ограничитель мощности в непосредственной близости от счетчика [16]

Однофазный ограничитель мощности ОМ-110 Санкт-Петербургского завода промэлектроники отключает нагрузку на заданное время, он защищает потребителей от перепадов напряжений при обрыве нулевого провода (рис. 2.6).

Для установки ограничителя мощности необходимо учитывать:

- однофазное или трехфазное напряжение;
- договорную мощность нагрузки (кВт);
- время срабатывания при превышении заданных параметров.

Время отключения нагрузки и время возврата к исходному состоянию выставляются потенциометрами с ручками на лицевой панели.

Воздействует ограничитель мощности на контактор, коммутирующий токи нагрузки. Часто ограничители мощности совмещают со счетчиками активной энергии, в которые встроены мощные реле, тогда отпадает необходимость в контакторе КМ.

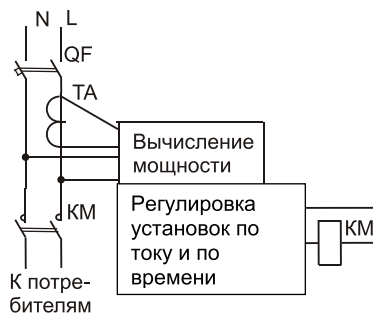


Рис. 2.6

Подключение однофазного ограничителя мощности

Без трансформаторов тока через ограничитель мощности пропускается только фазный провод, по которому протекает ток нагрузки потребителя.

2.5. Измерение электрических величин вольтамперфазоиндикатором ВАФ-85

При наладке и в эксплуатации электрооборудования проверку цепей тока и напряжения удобно производить с помощью вольтамперфазометра ВАФ-85 (рис. 2.7). Этим прибором можно измерять токи без разрыва вторичной цепи до 1, 5, 10 А, токи до 10, 50, 250 мА с разрывом цепи, напряжения до 500 В, угол сдвига фаз между током и напряжением или между напряжениями [17].

Измерение тока без разрыва цепи производится с помощью клещевой приставки (КП), охватывающей токопровод. Приставка работает как трансформатор тока, и подключение ее производится в соответствии с нанесенными звездочками к клеммам * и А.

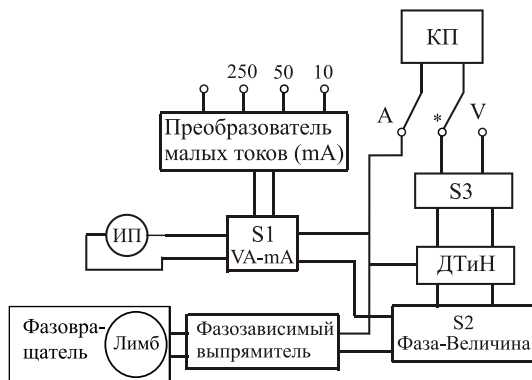


Рис. 2.7

Блок-схема вольтамперфазометра ВАФ-85

Звездочка на магнитопроводе, охватывающем провод с током, обычно направлена в сторону источника питания. Переключатель S1 «VA-mA» уста-

навливается в положение VA (измерение тока приставкой КП, напряжения подключением двух проводов), S2 «Фаза-Величина» — в положение «Величина», а S3 на ожидаемый предел измерения. Тогда на измерительный прибор (ИП) сигнал передается через делитель токов и напряжений (ДтиН). Аналогично производится измерение напряжения, только вместо клещевой приставки подключается напряжение к клеммам * и V, а S3 переводится на ожидаемый предел напряжения.

Измерение малых токов осуществляется через преобразователь малых токов (mA), первичная обмотка которого включается в рассечку измеряемой цепи. При этом S1 устанавливается в положение «mA».

При измерении угла сдвига фаз последовательно с измерительным механизмом включается фазозависимый выпрямитель (ФЗВ). Напряжение возбуждения подается на ФЗВ с ротора и фазовращателя. Поворот оси фазовращателя изменяет фазу возбуждения фазозависимого выпрямителя, т. е. фазу включения его относительно фазы тока по ИП. Отсчет угла сдвига фазы производится по кольцевой шкале на лимбе, закрепленном на оси фазовращателя, в момент, когда стрелочный указатель ИП устанавливается на нуль.

К фазовращателю подводится трехфазное напряжение 110, 220 или 380 В. Когда подведено правильное чередование фаз, лимб при отжати стопора вращается по часовой стрелке. Отсчет угла производится относительно вектора напряжения U_{AB} , подведенного к фазовращателю. Относительно этого напряжения угол в измеряемой цепи может быть либо отстающий — индуктивный от 0 до 180°, либо опережающий — ёмкостный от 0 до 180°, что отражено на кольцевой шкале лимба «инд.» и «емк.».

Наибольшие затруднения вызывает построение векторной диаграммы токов по результатам измерения угла между током и напряжением. Для измерения угла клещевой приставкой охватывается провод с током, в положении тумблера «Величина» измеряется величина вектора тока. Затем S2 переводится в положение «Фаза», и лимб фазовращателя рукой вращается по часовой стрелке до тех пор, пока не будет синхронного движения стрелки и лимба, когда лимб движется по часовой стрелке и стрелка прибора отклоняется вправо и наоборот. После этого стрелка прибора плавно устанавливается на нуль. По шкале лимба производится отсчет угла в пределах от 0 до 180° между током, который охвачен клещевой приставкой, и напряжением U_{AB} , подведенным к фазовращателю. Угол может быть индуктивным или ёмкостным относительно этого напряжения, что необходимо записывать, например, 5,6 А, инд. 80°, или 5,6 А, емк. 40°. Итак, получают величину вектора и его угол относительно вектора напряжения U_{AB} . Аналогично измеряют вектор тока второй и третьей фазы. Затем произвольно проводят направление вектора U_{AB} и относительно его откладывают величину и направление векторов токов фаз: ёмкостного в сторону опережения, индуктивного тока — в сторону отставания. В симметричной трехфазной системе угол сдвига между векторами токов равен 120°. Такая система векторов указывает, что схема соединения трансформаторов тока — полная звезда.

Аналогично строится по показаниям ВАФ-85 векторная диаграмма напряжений, подведенных к счетчику. Только клещевая приставка снимается, а к клеммам * и U подключаются провода, идущие к цепям напряжения, а S3 переводится на измерение напряжения до 250 В. В положении тумблера S2 «величина» измеряется величина вектора напряжения, подведенного к клеммам * и U. В положении S2 «фаза» измеряется угол между вектором напряжения U_{AB} , подведенного к фазовращателю, и измеряемым напряжением. Измерение фазы напряжения производится аналогично измерению фазы тока. Таким образом проверяется правильность подключения токов и напряжений к счетчику на работающем оборудовании.

Первичные токи на напряжении 0,38 кВ измеряют токоизмерительными клещами, которыми также можно измерять и напряжение.

Первичные токи напряжением 6...10 кВ измеряют также токоизмерительными клещами, у которых измерительный прибор и клещи удалены от измерителя на длину изолирующих рукояток.

Для измерения напряжения в сетях 10 кВ используют трансформаторы напряжения с коэффициентом трансформации $K_{TV} = \frac{10\,000}{100}$. В исследовательских целях напряжение до 50 кВ можно измерять электростатическим вольтметром, провода от которого подносятся к токоведущим частям измерительными штангами. Запрещается приближаться к токоведущим частям на напряжении 10 кВ ближе чем на 20 см, иначе человека может поразить электрическим током.

В последнее время начинают применять трехфазные анализаторы параметров электросетей, качества и количества электроэнергии. Это миниатюрные вычислительные машины для измерений. Для использования электромонтерами в последнее время они вряд находят применение. Некоторые из измеряемых величин находят применение только в научно-исследовательских целях. Приборы выполняют много функций:

- измерение фазных и линейных напряжений;
- пиковое значение фазных и линейных напряжений;
- измерение среднего напряжения;
- измерение постоянного тока от 1 до 1200 А;
- измерение переменного тока от 10 до 6500 А;
- пиковое значение тока;
- измерение активной мощности от 0 до 9999 кВт;
- измерение реактивной мощности (емкостной и индуктивной) от 0 до 9999 кВАр;
- измерение полной мощности от 0 до 9999 кВА;
- измерение активной энергии от 0 до 9999 МВт·ч;
- измерение реактивной энергии (емкостной и индуктивной) от 0 до 9999 МВАр·ч;
- измерение полной энергии от 0 до 9999 МВА·ч;
- косинус угла сдвига фаз от -1 до $+1$;
- коэффициент гармоник от 0 до 999,9%.

Контрольные вопросы

1. Для чего измеряют ток нагрузки?
2. Как выбрать сечение проводов по допустимому току?
3. Для чего используют указатели напряжения?
4. Как проверить автоматический выключатель на отключающую способность?
5. Как изменить предел измерения токоизмерительными клещами?
6. Принцип действия электростатических вольтметров.
7. В чем преимущества электростатических вольтметров?
8. Как измерить активную мощность, потребляемую нагрузкой?
9. Как измерить трехфазную реактивную мощность?
10. Для чего используют вольтамперфазоиндикатор?

3. Трансформаторы тока в цепях измерения

3.1. Принцип действия трансформаторов тока

Трансформаторы тока (ТТ) — устройства, пропорционально преобразующие переменный ток из одной величины в другую на основе принципов электромагнитной индукции. Они служат для электрического отделения вторичных цепей от высоковольтных первичных цепей и для пропорционального снижения токов силовой сети с целью уменьшения габаритов измерительных приборов и реле. Они устанавливаются в электроустановках всех напряжений.

ТТ подразделяются [18]:

- по роду установки для работы на открытом воздухе, для работы в закрытых помещениях, для работы в подземных установках;
- по принципу конструкции: опорные, проходные, шинные, встроенные, разъемные;
- по виду изоляции: с литой изоляцией, с фарфоровой крышкой, маслонаполненные, газонаполненные;
- по числу ступеней трансформации: одноступенчатые и каскадные;
- по числу магнитопроводов со вторичными обмотками: в сетях 10 кВ с одной, с двумя и с тремя вторичными обмотками;
- по назначению вторичных обмоток (кernов): для измерения, для релейной защиты, для подключения коммерческих счетчиков, одновременно для измерения и релейной защиты;
- по числу коэффициентов трансформации: с одним, с несколькими, получаемыми путем изменения числа витков первичной или/и вторичной обмоток, а также применением вторичных обмоток с отпайками.

Трансформаторы тока в сетях 0,38 кВ имеют одну первичную и одну вторичную обмотки. Вторичная обмотка служит для подключения токовых цепей счетчиков и в некоторых случаях — для подключения амперметров. Трансформаторы тока в сетях 10 кВ имеют одну первичную и в большинстве случаев две вторичных обмотки. Одна вторичная обмотка с классом точности 0,5 служит для подключения токовых цепей измерительных приборов, а вторая с классом точности 3 — для подключения вторичных цепей релейной защиты. Кроме этого, к ней могут подключаться преобразователи для питания цепей релейной защиты при коротких замыканиях (КЗ) [19].

В отличие от силовых трансформаторов и трансформаторов напряжения для трансформаторов тока любого напряжения номинальным является режим короткого замыкания вторичной обмотки, а опасным — режим холостого хода, когда нарушается целостность вторичной цепи. Это обуславливается принципом действия трансформатора тока (рис. 3.1). Ток нагрузки потребителей I_1 протекает по первичной обмотке с числом витков W_1 . Этот ток создает магнитодвижущую силу (МДС) $I_1 W_1$. Под действием этой МДС через магнитопровод замыкается магнитный поток синусоидальной формы Φ_1 . Магнитный поток Φ_1 индуцирует во вторичной обмотке с частотой f с числом витков W_2 ЭДС:

$$E_2 = 4,44fW_2\Phi_1.$$

При замыкании вторичной обмотки на небольшое сопротивление во вторичной цепи протекает ток I_2 , этот ток создает свою МДС $I_2 W_2$ и свой магнитный поток Φ_2 , который по правилу Ленца направлен навстречу потоку Φ_1 .

Суммарный магнитный поток $\Phi_{\text{сум}}$, проходящий через магнитопровод, равен разности магнитных потоков Φ_1 и Φ_2 .

$$\Phi_{\text{сум}} = \Phi_1 - \Phi_2.$$

$\Phi_{\text{сум}}$, на который рассчитывается магнитопровод, по величине намного меньше потока Φ_1 , и амплитуда синусоиды вторичной ЭДС имеет небольшое значение. Соответственно небольшое напряжение будет на нагрузке во вторичной цепи. Так, при допустимой нагрузке $Z_{2\text{доп}} = 0,6 \text{ Ом}$ при номинальной нагрузке в первичной цепи получим

$$U_{2\text{ном}} = I_{2\text{ном}} Z_{2\text{доп}}; U_{2\text{ном}} = 5 \cdot 0,6 = 3 \text{ В}.$$

Такое напряжение не представляет опасности для обслуживающего персонала, даже если он прикасается одновременно к двум выводам вторичной цепи трансформатора тока. Прикосновение к одному проводу вторичной цепи также безопасно, так как между первичной и вторичной обмотками изоляция испытывается повышенным напряжением.

Если разывается вторичная цепь трансформатора тока, когда по первичной цепи протекает номинальный ток — ток потребителей, то исчезает поток, создаваемый вторичной обмоткой Φ_2 , а через магнитопровод пытается пройти поток Φ_1 . Поскольку сечение магнитопровода не рассчитано на пропускание такого большого магнитного потока, то магнитопровод насыщается и нагревается. Внешне это проявляется в почернении магнитопровода из-за обугливания межлистовой изоляции. От магнитопровода нагреваются обмотки, их изоляция обугливается. Трансформатор тока выходит из строя.

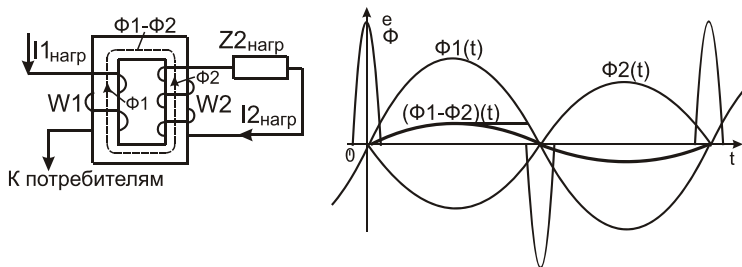


Рис. 3.1

Принцип действия трансформатора тока

Кроме этого, при разрыве вторичной обмотки в месте разрыва появляется большая ЭДС, достигающая по амплитуде нескольких кВ. Это вызывается тем, что в момент перехода магнитного потока Φ_1 через нулевое значение скорость изменения магнитного потока резко увеличивается по сравнению с $\Phi_{\text{сум}} = \Phi_1 - \Phi_2$. Тогда на вторичной обмотке наводится ЭДС, пропорциональная скорости изменения магнитного потока:

$$e_2 = -W_2 \left(\frac{d\Phi_1}{dt} \right).$$

Трансформатор тока превращается в своеобразный пик-трансформатор. ЭДС наводится только в моменты перехода магнитного потока через нулевое значение. Пики ЭДС достигают величины нескольких кВ. Включение человека в цепь разорванной вторичной обмотки или прикосновение со стороны трансформатора тока к незаземленному проводу приводит к поражению электрическим током.

Для контроля за целостью вторичной обмотки трансформатора тока разработано несколько технических решений. По одному из них наглядно демонстрируется увеличение магнитного потока в магнитопроводе при разрыве вторичной цепи (рис. 3.2) [20].

Для рассматриваемой конструкции в магнитопроводе трансформатора тока высверливается отверстие. В это отверстие устанавливается магнитоуправляемый контакт (геркон). Геркон *КА* представляет собой две ферромагнитные пластинки, закрепленные консольно в стеклянном герметичном цилиндрическом запаянном на торцах баллоне, который заполнен специальным газовым составом. В нормальном режиме работы трансформатора тока магнитный поток, проходящий через ферромагнитные пластинки геркона, равен разности между магнитными потоками первичной и вторичной обмоток ($\Phi_1 - \Phi_2$) и недостаточен для их замыкания (см. рис. 3.2). Разрыв вторичной цепи трансформатора тока приводит к резкому увеличению магнитного потока, и контактные пластинки геркона под действием магнитного потока Φ_1 замыкаются каждый полупериод. Пульсирующий сигнал с выхода геркона может быть использован для сигнализации обрыва вторичной обмотки световым сигналом *HL* или звуковым сигналом.

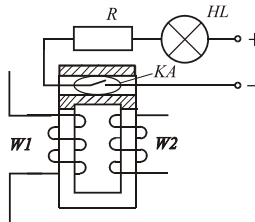


Рис. 3.2

Контроль целостности вторичной обмотки

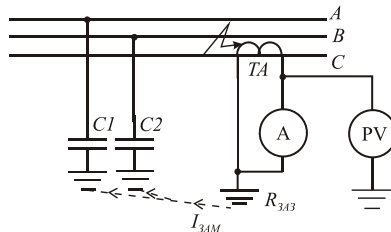


Рис. 3.3

Повреждение изоляции между обмотками трансформатора тока

Чтобы не разрывать вторичную обмотку при замене, например, амперметра на действующем присоединении, предварительно закорачивают вторичную обмотку на клеммнике, ближайшем к выводам трансформатора тока. Для выполнения этой операции предусматриваются специальные клеммы в релейном отсеке или на панели релейной защиты. После закорачивания можно безопасно заменять амперметр. В такой же очередности заменяют счетчики, только дополнительно на другом клеммнике необходимо отключить цепи напряжения.

Вторичная обмотка трансформатора тока обязательно должна быть заземлена. Это необходимо выполнять по нескольким причинам. Прежде всего заземление вторичной обмотки снижает напряжение прикосновения в случае повреждения изоляции между первичной и вторичной обмотками трансформатора тока. При таком повреждении через заземление подстанции, к которому подключены вторичные обмотки трансформаторов тока, протекает ток замыкания на землю первичной цепи. Этот ток замыкается через емкости фаз с неповрежденной изоляцией (рис. 3.3) и через обмотки питающего трансформатора. Если сопротивление заземления подстанции составит 4 Ом, то при токе замыкания на землю 3 А на заземлителе будет напряжение 12 В.

На рис. 3.3 это напряжение покажет вольтметр PV, если второй вывод вольтметра, соединенного с землей, вынести за территорию подстанции.

Случайное прикосновение к такому напряжению не будет смертельным для персонала. В реальных электроустановках 10 кВ напряжение прикосновения будет значительно меньше 12 В за счет того, что на территории подстанции и электростанции выполняется выравнивание потенциалов по поверхности грунта. Выравнивание потенциалов достигается выполнением заземляющего устройства из вертикальных электродов и горизонтальных полос. Горизонтальные полосы обеспечивают выравнивание потенциалов по всей поверхности грунта, прилегающего к электроустановке, за счет этого напряжение прикосновения намного снижается.

При наличии заземления вторичной обмотки трансформатора тока повреждение изоляции между обмотками воспринимается в сети с изолированной нейтралью как замыкание на землю. Поэтому при таком повреждении на подстанции на обмотке трансформатора напряжения, соединенной в разомкнутый треугольник, появляется напряжение нулевой последовательности. При этом срабатывает реле напряжения, подключенное к этой обмотке, и подает сигнал о повреждении изоляции. Без заземления вторичной обмотки трансформатора тока такой сигнал ничем не подается.

3.2. Измерения трансформаторов тока в эксплуатации

В процессе эксплуатации необходимо периодически проверять исправность работы трансформаторов тока, для этого проводят такие измерения.

1. Проверка состояния изоляции мегаомметром на 1 000 В между:

- корпусом и всеми обмотками;
- каждой обмоткой и всеми остальными.

2. Проверка коэффициента трансформации.

Все вторичные обмотки до начала проверки должны надежно подключаться к нагрузке или закорачиваться. По первичной обмотке от нагрузочного трансформатора пропускается первичный ток $(0,2 \dots 1) I_{\text{НОМ}}$ и замеряется вторичный ток. Численное выражение первичного тока делится на вторичный ток, и получается коэффициент трансформации, который сравнивают с паспортными данными:

$$K_{\text{ТА}} = \frac{I_{1\text{НОМ}}}{I_{2\text{НОМ}}}.$$

3. Снятие характеристик намагничивания.

Перед началом замеров и после их выполнения необходимо обязательно проводить размагничивание магнитопровода путем нескольких плавных увеличений токов во вторичной обмотке с последующим снижением до нуля. Иначе после окончания измерений в магнитопроводе может остаться остаточное намагничивание, которое может привести к некорректной работе трансформатора тока при последующем включении. Для замеров токов и напряжений необходимо пользоваться приборами электродинамической или электромагнитной систем, воспринимающих действующее значение тока и напряжения (рис. 3.4).

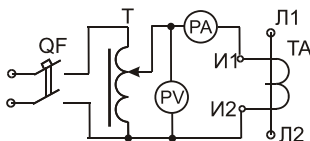


Рис. 3.4

Снятие вольтамперной характеристики

Зависимость напряжения на контактах вторичных обмоток от проходящего по ним тока намагничивания называют вольтамперной характеристикой (ВАХ). Снимают ВАХ при разомкнутой первичной обмотке. Обычно подают измеряемое вольтметром PV напряжение от лабораторного автотрансформатора, а в цепь вторичной обмотки включают амперметр PA. По ВАХ оценивают исправность магнитопровода и обмоток. ВАХ снимают до насыщения магнитопровода, когда кривая насыщения переходит почти в горизонтальное положение (рис. 3.5).

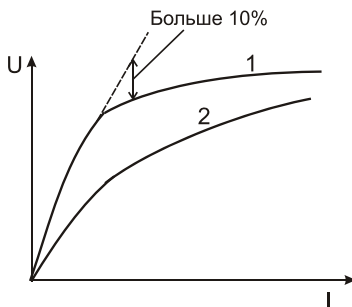


Рис. 3.5

Вольтамперная характеристика трансформатора тока

Задача построения ВАХ заключается в том, чтобы вычислить максимально допустимую нагрузку, подключаемую ко вторичной обмотке трансформатора тока. При расчете уставок релейной защиты и при подключении измерительных приборов необходимо, чтобы трансформатор тока работал на линейной части характеристики 1. При погрешности больше 10% нежелательна работа трансформаторов тока.

Кроме этого, при снятии ВАХ обнаруживается наличие хотя бы одного короткозамкнутого витка во вторичной обмотке, при этом ВАХ резко снижается (на рис. 3.5 кривая 2), что обнаруживается путем сравнения с предыдущими измерениями или с заводской ВАХ.

Для измерений трансформаторов тока до 750 кВ в последнее время широко используют переносной прибор РЕТОМ-21 мощностью 2 кВА. С его помощью можно получить напряжение до 2000 В. Этот прибор выдает синусоидальный сигнал и исключает остаточное намагничивание сердечника после измерения [21].

3.3. Сведения о переносном приборе РЕТОМ-21

РЕТОМ-21 предназначен для измерения параметров релейной защиты при наладке вторичного электрооборудования и позволяет выполнить некоторые испытания измерительных трансформаторов тока и напряжения, низковольтных аппаратов управления, контакторов, магнитных пускателей и силовых выключателей [21].

Устройство осуществляет воспроизведение:

- регулируемого постоянного напряжения (176...264 В);
- регулируемого однофазного переменного тока (0...100 А) или напряжения (0...250 В) сетевой частоты;
- регулируемого однофазного переменного тока или напряжения сетевой частоты с возможностью регулирования фазы относительного опорного сигнала;
- регулируемого однофазного переменного тока или напряжения автономной регулируемой частоты — режим генератора технической частоты;
- одновременно двух напряжений, тока и напряжения, двух токов сетевой частоты с возможностью регулирования фазового угла между ними;
- регулируемого постоянного (выпрямленного или сглаженного) напряжения/тока;
- отдельного оперативного питания на проверяемые устройства релейной защиты;
- управляемого дискретного сигнала (имитация реле положения «включено» и реле положения «отключено») или сигнал ускорения.

Устройство осуществляет измерение:

- воспроизводимого тока, напряжения, частоты и фазового угла;
- внешнего напряжения (одновременно два канала) тока, частоты и фазового угла;

— всех видов временных характеристик (срабатывание, возврат, длительность, разновременность, вибрация) различных реле и коммутационных аппаратов;

— полного, активного и реактивного сопротивления;

— полной, активной и реактивной мощности, исходя из известных входных параметров, тока, напряжения и угла между ними.

Устройство имеет расширенную логику управления:

— переключение между двумя заранее заданными частотами одного сигнала;

— переключение между двумя заранее заданными значениями входного напряжения одного сигнала;

— переключение фазы сигнала на 180 электрических градусов;

— одновременное управление двумя каналами позволяет имитировать различные виды аварии;

— внешний пуск позволяет проверять АПВ.

Устройство позволяет проводить проверку и настройку практически всех типов реле (тока, напряжения, частоты, мощности, времени, указательных, промежуточных) и другого оборудования в схемах релейной защиты.

3.4. Выбор трансформаторов тока для подключения измерительных приборов

К номинальным параметрам ТТ относятся:

— номинальное напряжение, для сети, в которой он будет установлен, необходимо соблюдать условие $U_{\text{сети}} \leq U_{\text{ном.та}}$. Встроенные в аппараты ТТ не имеют номинального напряжения;

— номинальный первичный ток, $I_{1\text{ном}}$;

— номинальный вторичный ток, $I_{2\text{ном}}$. В сетях до 330 кВ $I_{2\text{ном}} = 5$ А, в сетях более высокого напряжения $I_{2\text{ном}} = 1$ А;

— номинальный коэффициент трансформации, $K_{\text{та}}$,

$$K_{\text{та}} = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}.$$

— номинальная вторичная нагрузка с номинальным коэффициентом мощности ($\cos(\varphi) = 1$ или $\cos(\varphi) = 0,8$ инд.). Она задается сопротивлением $Z_{\text{ном.та}}$ или допустимой вторичной мощностью, подключаемой нагрузки $Z_{\text{наг.та}}$;

— номинальный класс точности;

— номинальная частота.

В цепях измерения трансформаторы тока выбирают по номинальному напряжению, по номинальному первичному току и по допустимой вторичной нагрузке. Номинальное напряжение выбирают такое, для которого предназначен трансформатор тока по классу изоляции. Только для сетей 6 кВ устанавливают трансформаторы, рассчитанные для работы в сети 10 кВ. В зависимости от изоляции, на которую рассчитан трансформатор тока, определяются его га-

бариты. С увеличением номинального напряжения возрастают и габариты трансформатора тока. Например, трансформатор тока 10 кВ даже не уместится в ячейку 0,38 кВ.

Номинальный ток первичной обмотки должен быть несколько меньше или равен максимальному току нагрузки, протекающему по первичной силовой сети:

$$I_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{МАКС.НАГ.}}$$

Допустимая вторичная нагрузка $Z_{\text{ДОП}}$ может задаваться в омах или ВА:

$$S_{\text{ДОП}} = I_{\text{2НОМ}}^2 Z_{\text{ДОП}}, \text{ откуда } Z_{\text{ДОП}} = \frac{S_{\text{ДОП}}}{I_{\text{2НОМ}}^2}.$$

Номинальный ток вторичной обмотки трансформаторов тока на 0,38 и 10 кВ составляет 5 А, поэтому по заданной мощности определяется допустимое сопротивление вторичной нагрузки и наоборот [19].

Если на табличке трансформатора тока написано ТК-0,66, $S_2 = 5$ ВА (с круглым магнитопроводом), это значит, что он может быть установлен в сети с напряжением не выше 660 В. Такие трансформаторы тока устанавливаются в сетях 0,38 кВ.

При схеме соединения трансформаторов тока в полную звезду сопротивление нулевого провода от приборов до трансформатора тока не учитывают, так как в нормальном режиме в нулевом проводе этой схемы ток отсутствует. Суммарную вторичную нагрузку наиболее загруженной фазы определяют по формуле, учитывающей, что все сопротивления подключаются последовательно, поэтому

$$Z_2 = Z_{\text{ПР}} + Z_{\text{СЧ}} + Z_A + R_{\text{ПЕР}},$$

где Z_2 — сопротивление цепи, подключаемой к вторичной обмотке трансформатора тока; $Z_{\text{ПР}}$, $Z_{\text{СЧ}}$, Z_A — сопротивления проводов, амперметра и токовой обмотки счетчика. Сопротивления токовых катушек измерительных приборов приведены в табл. 3.1; $R_{\text{ПЕР}}$ — переходное сопротивление контактов, принимается $R_{\text{ПЕР}} = 0,05$ Ом.

При схеме соединения трансформаторов тока в неполную звезду (сети 10 кВ) вторичную нагрузку на трансформаторы тока определяют с учетом того, что векторы падений напряжения в фазном и обратном проводах сдвинуты по фазе на 60° , а их векторная сумма больше, чем вектор падения напряжения в фазном проводе. При этом принимают, что сопротивление счетчика и сопротивления амперметра, включенного в обратный провод, одинаковые:

$$Z_{\text{ПР}} \approx R_{\text{ПР}} = \frac{\rho L_{\text{ПР}}}{F_{\text{ПР}}}.$$

В качестве проводов во вторичных токовых цепях обычно используют однопроволочные алюминиевые, реже медные провода. Сопротивление проводов вычисляется по известной формуле

$$Z_{\text{ПР}} \approx R_{\text{ПР}} = \frac{\rho L_{\text{ПР}}}{F_{\text{ПР}}},$$

где ρ — удельное сопротивление провода, для алюминиевых проводов $\rho_{Al} = 0,027 \cdot 10^{-6}$ Ом·м, для медных проводов $\rho_{Cu} = 0,0172 \cdot 10^{-6}$ Ом·м; $L_{пр}$, $F_{пр}$ — длина и сечение прямого и обратного проводов от вторичных выводов трансформатора тока до приборов и между приборами и площадь поперечного сечения провода.

Таблица 3.1

Сопротивление токовых катушек приборов и реле

Приборы	Сопротивление, Ом
1. Амперметр электромагнитной системы	0,07
2. Счетчик активной энергии	0,04
3. Счетчик реактивной энергии	0,02
4. Ваттметр	0,05
5. Реле токовое электромагнитное	0,01
6. Реле токовое индукционное	0,15

Чтобы трансформатор тока работал в классе точности 0,5, необходимо, чтобы сопротивление приборов и проводов, подключаемых ко вторичной цепи Z_2 , было меньше или равно допустимому:

$$Z_2 \leq Z_{\text{доп.}}$$

Если это условие не выполняется, то необходимо увеличивать сечение проводов, соединяющих приборы с трансформатором тока, либо приблизить приборы к трансформатору тока. Допустимое сопротивление либо указывается в паспортных сведениях, либо вычисляется через допустимую мощность вторичной цепи. Например, если $S_{\text{доп}} = 5$ ВА, то к такому трансформатору тока можно подключать сопротивление:

$$Z_{\text{доп}} = \frac{S_{\text{доп}}}{I_{\text{ном}}^2}; Z_{\text{доп}} = \frac{5}{5^2} = 0,2 \text{ Ома.}$$

Выбор трансформаторов тока для релейной защиты отличается от выбора трансформаторов тока для измерительных приборов и в этом разделе не рассматривается.

3.5. Погрешности трансформаторов тока

На погрешность трансформаторов тока влияют геометрические размеры, материал и форма магнитопровода, количество витков и сечение провода обмотки. Одним из наиболее важных факторов, влияющих на погрешность трансформатора, является материал магнитопровода. Таково свойство магнитных материалов, что при малых первичных токах (1...5%) от номинального погрешность трансформатора тока максимальная. Это имеет большое значение при определении фактических потерь в электрической сети [22].

Класс точности каждой обмотки выбирается исходя из ее назначения. Все обмотки испытываются индивидуально, и для каждой из них предусмотрена своя программа испытаний. Так, обмотки, предназначенные для коммерческого учета электроэнергии, классов точности 0,5 S и 0,2 S проверяются по пяти точкам от 1% до 120% от номинального тока. Обмотки для измерений классов точ-

ности 0,2 и 0,5 испытываются на соответствие ГОСТ по четырем точкам от 5% до 120%. Обмотки, предназначенные для релейных защит (10Р и 5Р), испытываются по трем точкам: 50%, 100%, 120%. Такие обмотки должны соответствовать классу точности 3.

В настоящее время при изготовлении обмоток, предназначенных для коммерческого учета, используется не электротехническая сталь, а нанокристаллические (аморфные) сплавы, обладающие высокой магнитной проницаемостью. Именно это свойство позволяет добиться высокой точности трансформаторов тока при малых первичных токах и получать классы точности 0,5S и 0,2S.

Зависимость погрешности трансформатора от первичного тока нелинейна, поскольку напрямую зависит от характеристики намагничивания магнитопровода, которая для магнитных электротехнических материалов также нелинейна. Поэтому требования к классам точности представляют собой некий диапазон, в который должны укладываться погрешности трансформаторов. Чем выше класс точности, тем уже этот диапазон. Разница же между классами 0,5 и 0,5S (или 0,2 и 0,2S) состоит в том, что погрешность обмотки класса 0,5 не нормируется ниже 5% номинального тока. Именно при таких токах происходит недоучет электроэнергии, который можно сократить в несколько раз, применяя трансформаторы класса 0,5S и 0,2S.

До сих пор во многих узлах учета стоят трансформаторы тока выпуска 50–60-х гг. прошлого века, когда не было и речи о коммерческом учете. Магнитопроводы этих трансформаторов производились методом шихтовки и не позволяли получить класс точности выше 0,5. Кроме того, они не были защищены корпусом, так что с годами их качество только ухудшилось. Сейчас эти трансформаторы тока вряд ли входят в класс точности «1».

На территории бывшего СССР шесть заводов выпускают трансформаторы тока. И только ОАО «Свердловский завод трансформаторов тока» в результате тесного сотрудничества с металлургическими производителями аморфных сплавов способен заменить практически любой трансформатор тока старой конструкции. Новые модели ТОЛ-10-1М, ТПОЛ-10М, ТПЛ-10М, ТЛШ-10 призваны заменить своих предшественников ТОЛ-10, ТПФ-10, ТПЛ-10, ТПШЛ-10.

3.6. Соединение трансформаторов тока в полную и неполную звезду

Трехфазные счетчики активной и реактивной энергии обеспечивают правильное показание только при правильном соединении выводов обмоток трансформаторов тока и напряжения с выводами обмоток приборов. Трансформаторы тока в трехфазных цепях соединяются по схемам полной звезды в четырехпроводных сетях или неполной звезды (реже на разность токов двух фаз) в сетях с изолированной нейтралью [23]. Для сборки схемы из двух или трех трансформаторов тока необходимо знать полярность выводов обмоток. Обычно выводы трансформаторов тока имеют буквенно-цифровую маркировку: начало и конец первичной обмотки обозначают соответственно Л1 и Л2, а начало и конец вторичной обмотки — И1 и И2. Иногда такая маркировка отсутствует или

ее приходится проверять после монтажа трансформаторов тока. Определение полярности выводов производится с помощью источника постоянного тока и милливольтметра (рис. 3.6).

В момент замыкания первичной цепи ток в ней будет возрастать, за счет изменения магнитного потока в сердечнике наведется во вторичной обмотке ЭДС, и стрелка милливольтметра отклонится. Выводы обмоток маркируются по правилу: *когда ток втекает в начало первичной обмотки, в этот момент времени из начала вторичной обмотки ток вытекает.*

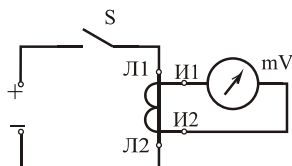


Рис. 3.6

Маркировка выводов трансформаторов тока

По этому правилу источник постоянного тока (батарейка) подключается к первичной обмотке так, чтобы плюс подключался к выводу, принятому за начало первичной обмотки — Л1, а минус ко второму выводу Л2. Милливольтметр подключается ко вторичной обмотке. Если в момент замыкания первичной цепи стрелка прибора отклонится вправо, то это значит, что ток вытекает из начала вторичной обмотки, из вывода И1.

Первичная обмотка трансформатора тока подключается в рассечку силовой цепи, желательно так, чтобы вывод Л1 был со стороны источника питания. Для сборки схемы полной звезды объединяют обычно концы вторичных обмоток И2 между собой, а к началам И1 подключают токовые цепи приборов, вторые выводы которых также соединяются в звезду (рис. 3.7). В полную звезду соединяются трансформаторы тока в сетях с глухозаземленной нейтралью, где возможны однофазные короткие замыкания или однофазные нагрузки.

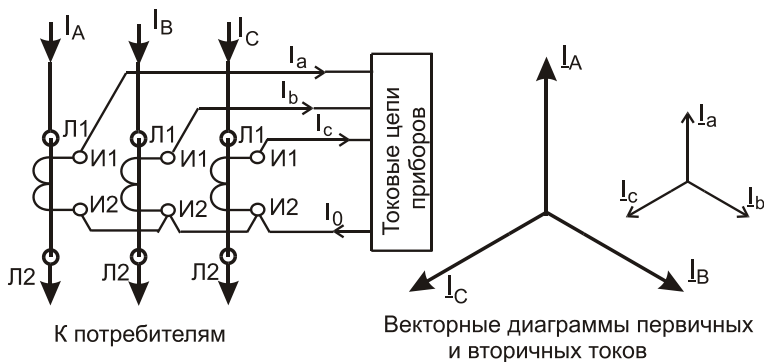


Рис. 3.7

Схема соединения трансформаторов тока в полную звезду

При симметричной нагрузке первичные токи в фазах сдвинуты на 120° , их геометрическая сумма равна нулю. Вторичные токи, протекающие в измерительных приборах, также симметричны, и их геометрическая сумма равна нулю, и ток в нулевом проводе вторичной цепи не протекает:

$$I_0 = I_a + I_b + I_c = 0,$$

Если обрывается одна фаза в первичной цепи, то питание к потребителю подводится по двум фазам, при этом токи в двух фазах имеют противоположное направление и сумма вторичных токов двух фаз равна (при обрыве фазы С) $I_0 = I_a - I_b = 0$. Ток в нулевом проводе отсутствует.

В сетях с изолированной нейтралью трансформаторы тока устанавливаются в двух фазах и их вторичные обмотки соединяются в неполную звезду. При соединении трансформаторов тока в неполную звезду объединяются концы вторичных обмоток фаз А и С (рис. 3.8). При симметричной нагрузке потребителей геометрическая сумма первичных токов трех фаз равна нулю, а вторичные токи протекают только в фазах а и с и их геометрическая сумма не равна нулю.

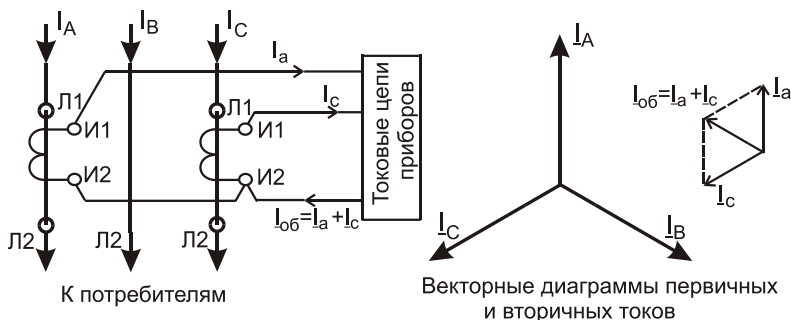


Рис. 3.8

Схема соединения трансформаторов тока в неполную звезду

Ток в обратном проводе $I_{06} = I_a + I_c$ по величине равен «току отсутствующей фазы». Такое выражение электриков означает, что если бы трансформатор тока стоял в фазе В, то его вторичный ток был бы равен сумме вторичных токов фаз А и С.

В электрических сетях с напряжением 6...10 кВ в большинстве случаев ТТ имеют две вторичные обмотки. Одна используется для подключения токовых цепей измерительных приборов, а ко второй обмотке подключаются токовые цепи релейной защиты. Релейная защита устанавливается на всех присоединениях. В последнее время у трансформаторов тока 10 кВ устанавливают третью вторичную обмотку с самым высоким классом точности 0,5S, к которой подключаются счетчики коммерческого учета.

Неисправности и методы проверок трансформаторов тока:

- повреждение изоляции корпуса;
- повреждение межлистовой изоляции магнитопровода;
- нарушение целостности обмоток;
- ухудшение витковой изоляции, создающее межвитковые замыкания;

Для оценки состояния ТТ проводится визуальный осмотр и электрические проверки. При внешнем осмотре оценивают:

— чистоту внешних поверхностей деталей;

— появление сколов на изоляции;

— состояние клеммников и болтовых соединений для подключения обмоток.

3.7. Контроль целостности вторичных цепей трансформаторов тока 0,38 кВ

В трансформаторных пунктах часто соединения вторичных цепей трансформаторов тока выполняют алюминиевыми проводами. Подключение проводов к клеммам необходимо ежегодно проверять и прожимать контакты, что не всегда выполняется. В месте ослабления контакта сопротивление возрастает, что приводит к расширению провода, а затем при снижении нагрузки контакт еще больше ослабевает, перегревается и вторичная цепь разрывается. Тогда трансформатор тока выходит из строя.

В Костромской ГСХА разработано и испытано устройство непрерывного контроля целостности вторичных цепей трансформаторов тока для трехфазных сетей с нулевым проводом (рис. 3.9) [24].

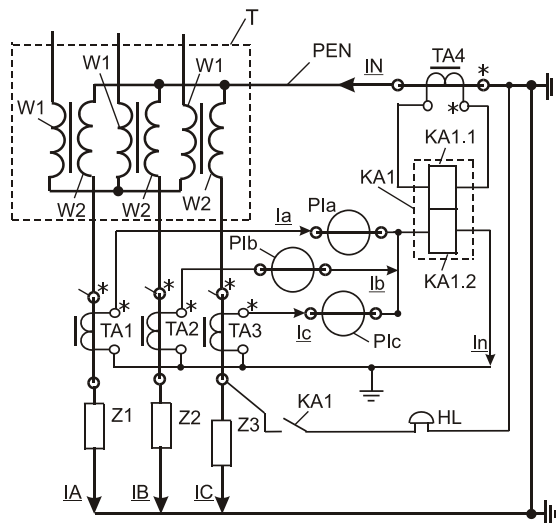


Рис. 3.9

Схема контроля целостности вторичных цепей трансформаторов тока

Устройство содержит силовой трехфазный трансформатор с первичными обмотками W1, вторичными обмотками W2, от которых через первичные обмотки трансформаторов тока TA1...TA3 и линию электропередачи питаются

произвольные трехфазные или однофазные нагрузки Z_1, Z_2, Z_3 , потребляющие токи в виде векторов $\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$. (Векторы обозначаем подчеркиванием чертой снизу.) Сумма векторов фазных токов замыкается через вторичные обмотки силового трансформатора, через нулевой провод и через повторные заземления вектором тока $\underline{I}_N$. Геометрическая сумма векторов первичных токов $\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C$ всегда равна нулю.

Ко вторичным обмоткам ТА1...ТА3 по схеме полной звезды подключены токовые обмотки трехфазного счетчика Р1а, Р1б, Р1с (цепи напряжения счетчика не показаны). Геометрическая сумма векторов вторичных фазных токов трансформаторов тока $\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c$ замыкается по нулевому проводу вторичной цепи $\underline{I}_n$.

Если в рассечку нулевого провода PEN установить трансформатор тока ТА4 с таким же коэффициентом трансформации, как у ТА1...ТА3, то его вторичный ток $\underline{I}_{n1}$ будет такой же, как и $\underline{I}_n$. Ток $\underline{I}_{n1}$ протекает через одну из обмоток КА1.1 двухобмоточного токового реле, а ток $\underline{I}_n$ протекает через вторую обмотку двухобмоточного реле КА1.2. Токи в обмотках создают встречные магнитные потоки, поэтому контакты реле не замыкаются.

Когда разрывается один из проводов вторичной цепи трансформаторов тока ТА1 или ТА2, или ТА3, то изменится ток в нулевом проводе вторичной цепи $\underline{I}_n$, а ток $\underline{I}_{n1}$ останется прежним. На изменение одного из вторичных токов реагирует суммарный магнитный поток токового реле КА1, его контакты замыкаются и подают световой или звуковой сигнал о неисправности вторичных цепей трансформаторов тока.

Проверим работоспособность схемы с помощью векторных диаграмм. На рис. 3.10 представлены векторные диаграммы первичных и вторичных токов при асимметрии токов в силовой сети. В действующих четырехпроводных сетях асимметрия токов наблюдается всегда.

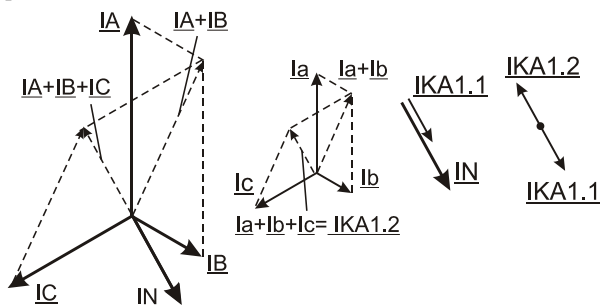


Рис. 3.10

Векторные диаграммы первичных и вторичных токов при несимметричной нагрузке

В силовых фазных проводах через первичные обмотки трансформаторов тока ТА1...ТА3 протекают разные по величине токи, представленные толстыми линиями векторов $\underline{I}_A, \underline{I}_B, \underline{I}_C$, сдвинутыми друг относительно друга

В результате сложения векторов трех токов в фазах получаем сумму первичных токов $\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C$. Вектор тока $\underline{I}_N$ в нулевом проводе PEN направлен в

сторону, противоположную сумме трех фазных токов, так как векторы $\underline{I}_A$, $\underline{I}_B$, $\underline{I}_C$ направлены от силового трансформатора Т к нагрузкам, а вектор тока $\underline{I}_N$ направлен от нагрузок к силовому трансформатору Т, поэтому сумма векторов токов $\underline{I}_A$, $\underline{I}_B$, $\underline{I}_C$ и $\underline{I}_N$ в четырех проводах силовой сети в любом режиме равна нулю.

Векторы вторичных токов $\underline{I}_a$, $\underline{I}_b$, $\underline{I}_c$ трансформаторов тока в другом масштабе уменьшены по величине по сравнению с первичными токами, но имеют то же направление, что и первичные токи $\underline{I}_A$, $\underline{I}_B$, $\underline{I}_C$ трансформаторов тока.

Сумма трех вторичных токов $\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c$ представлена вектором тока $\underline{I}_{KA1.2}$. Вектор первичного тока $\underline{I}_N$, протекающий по нулевому проводу PEN силовой сети через первичную обмотку дополнительного трансформатора тока ТА4, преобразуется, и во вторичной обмотке ТА4 протекает ток, представленный вектором $\underline{I}_{KA1.1}$, совпадающим по направлению с вектором первичного тока $\underline{I}_N$. Векторы токов $\underline{I}_{KA1.1}$ и $\underline{I}_{KA1.2}$ направлены встречно, их геометрическая сумма равна нулю, поэтому токовое реле КА1 не срабатывает. На рис. 3.11 представлены векторные диаграммы токов при обрывах вторичных цепей трансформаторов тока.

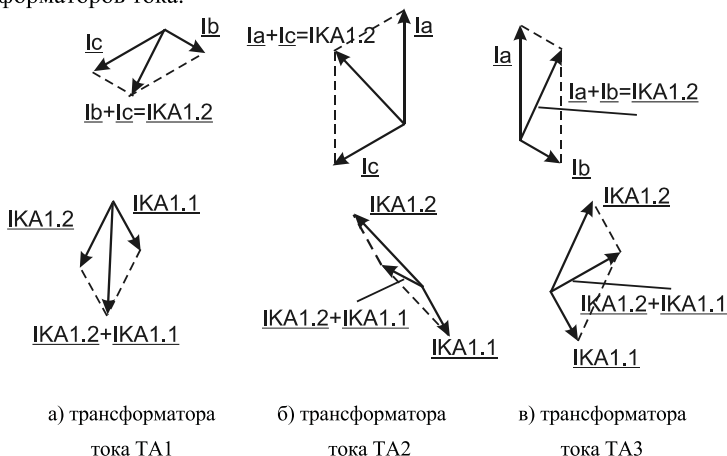


Рис. 3.11

Векторные диаграммы токов при обрывах вторичных цепей

В случае обрыва в любой точке вторичной цепи, получающей питание от обмотки первого основного трансформатора тока ТА1 (рис. 3.11а), первичные токи $\underline{I}_A$, $\underline{I}_B$, $\underline{I}_C$, $\underline{I}_N$ остаются без изменения, а на диаграмме вторичных токов исключен вектор тока $\underline{I}_a$, тогда сумма двух оставшихся вторичных токов $\underline{I}_b$, $\underline{I}_c$ составит ток, представленный вектором $\underline{I}_b + \underline{I}_c = \underline{I}_{KA1.2}$, который протекает по первой обмотке реагирующего органа К1.

Вторичный ток $\underline{I}_{KA1.1}$ трансформатора тока ТА4, установленного в нулевом проводе силовой цепи, остается без изменения. Геометрическая сумма токов, протекающих в двух обмотках реагирующего органа КА1, представлена

вектором $\underline{IKA1.2} + \underline{IKA1.1}$. От воздействия суммы двух токов реагирующий орган К1 срабатывает, на его выходе замыкаются контакты КА1 и подают звуковой или световой сигналы, сигнализируя о неисправности.

В случае обрыва в любой точке вторичной цепи, получающей питание от вторичной обмотки второго основного трансформатора тока ТА2 (рис. 3.11б), первичные токи $\underline{IA}$, $\underline{IB}$, $\underline{IC}$, $\underline{IN}$ остаются без изменения, а на диаграмме вторичных токов исключен вектор тока $\underline{Ib}$, тогда сумма двух оставшихся вторичных токов $\underline{Ia} + \underline{Ic}$, составит ток, представленный вектором $\underline{IKA1.2}$, который протекает по первой обмотке реагирующего органа К1. Вторичный ток $\underline{IKA1.1}$ трансформатора тока ТА4, установленного в нулевом проводе силовой цепи остается без изменения. Геометрическая сумма токов, протекающих в двух обмотках реагирующего органа К1, представлена вектором $\underline{IKA1.1} + \underline{IKA1.2}$. От воздействия суммы двух токов реагирующий орган К1 срабатывает, на его выходе контакты подадут сигнал о неисправности.

В случае обрыва в любой точке вторичной цепи, получающей питание от обмотки ТА3 третьего основного трансформатора тока (рис. 3.11в), первичные токи $\underline{IA}$, $\underline{IB}$, $\underline{IC}$, $\underline{IN}$ остаются без изменения, а на диаграмме вторичных токов исключен вектор тока $\underline{Ic}$, тогда сумма двух оставшихся вторичных токов $\underline{Ia} + \underline{Ib}$, составит ток, представленный вектором $\underline{IKA1.2}$, который протекает по первой обмотке реагирующего органа К1. Вторичный ток $\underline{IKA1.1}$ трансформатора тока ТА4, установленного в нулевом проводе силовой цепи, остается без изменения. Геометрическая сумма токов, протекающих в двух обмотках реагирующего органа К1 представлена вектором $\underline{IKA1.2} + \underline{IKA1.1}$. От воздействия суммы двух токов реагирующий орган К1 срабатывает, на выходе контакты К1 замкнутся и подадут световой или звуковой сигнал, сигнализируя о неисправности.

Вывод. Установка дополнительного трансформатора тока в нулевом проводе силовой сети и двухобмоточное токовое реле обеспечивают контроль целостности вторичных цепей трех трансформаторов тока.

3.8. Контроль целостности вторичных цепей трансформаторов тока 6...10 кВ

Вторичные цепи ТТ 10 кВ значительно протяженнее, чем у ТТ 0,38 кВ, поэтому вероятность их разрыва возрастает. К тому же в ячейке 10 кВ ТТ и измерительные приборы размещены в разных отсеках. Но счетчики можно заменять без отключения выключателя ячейки, что исключает перерыв питания потребителей. Для этого в релейном отсеке ячейки 10 кВ устанавливаются специальные клеммники. На этих клеммниках можно осуществить закорачивание вторичных обмоток ТТ как в цепях релейной защиты, так и в цепях измерительных приборов, а после закорачивания можно разрывать вторичные цепи и заменять приборы.

Для непрерывного контроля целостности вторичных цепей ТТ в сетях 10 кВ в Костромской ГСХА разработано и испытано устройство контроля целостности вторичных цепей ТТ (рис. 3.12). Устройство для защиты от обрыва вторичных цепей трансформаторов тока содержит контролируемый ТТ с первичной W1 и

двумя вторичными обмотками W2.1 и W2.2. Обмотка W2.1 подключена к токовой обмотке счетчика PI, а к обмотке W2.2 подключено токовое реле КА. В схему введен промежуточный трансформатор Т_{доп}, на магнитопроводе которого размещены две первичные обмотки W_{д1}, W_{д2} и одна вторичная обмотка W_{вых}. Первичная обмотка промежуточного трансформатора W_{д1} включена в рассечку цепи первой вторичной обмотки W2.1 контролируемого ТТ, а вторая первичная обмотка промежуточного трансформатора W_{д2} включена встречно с первой обмоткой W_{д1} в рассечку цепи другой вторичной обмотки W2.2. Ко вторичной же обмотке промежуточного трансформатора W_{вых} подключен реагирующий орган — реле К1. Контакты К1 в цепи оперативного тока соединены с элементом выдержки времени КТ, что позволяет отстроиться от времени срабатывания релейной защиты.

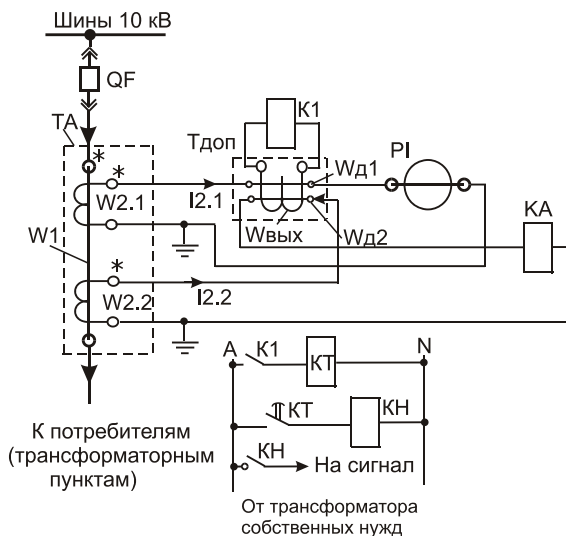


Рис. 3.12

Схема контроля целостности вторичных цепей ТТ с двумя вторичными обмотками

Релейная защита присоединения срабатывает при больших токах, протекающих в силовой цепи. При этом увеличиваются токи вторичных обмоток W2.1 и W2.2, из-за разных сечений магнитопроводов этих обмоток токи вторичных цепей измерения и релейной защиты могут отличаться. Тогда магнитный поток, создаваемый обмоткой W_{д1}, не будет полностью компенсироваться магнитным потоком, создаваемым обмоткой W_{д2}. От неуравновешивания магнитных потоков в обмотке W_{вых} будет наводиться ЭДС и через обмотку реле К1 будет протекать ток, достаточный для срабатывания. Для отстройки от времени срабатывания релейной защиты устанавливается реле времени КТ.

Через контакты реле времени КТ срабатывает указательное реле (блинкер), контакты которого задействованы в схеме сигнализации подстанции или передают сигнал на диспетчерский пункт.

3.9. Оптические датчики тока

Трансформаторы тока со стальным сердечником выполняются с номинальными вторичными токами 5 А и 1 А и подключают нагрузку к выводам вторичной обмотки в несколько Ом или десятых долей Ома. При токах симметричного трехфазного КЗ, превышающим номинальный ток первичной обмотки в 20 и более раз, погрешность ТТ выходит за допустимые пределы 10%. Если ток КЗ меньше $20 I_{\text{ном}}$, но содержит апериодическую составляющую, то магнитопровод ТТ будет насыщаться, и вторичный ток будет искажаться. Это сказывается на точности работы релейной защиты.

При обслуживании вторичных токовых цепей электромагнитных ТТ путем прогрузки первичным током, требуется закорачивать вторичную обмотку, иначе возможно появление напряжения в несколько киловольт, опасного для персонала.

Еще один недостаток электромагнитных ТТ — это большие габаритные размеры, что препятствует использованию их в малогабаритных секционированных пунктах — реклоузерах и в стесненных городских условиях в распределителях 10 кВ.

Для замены электромагнитных трансформаторов тока ведутся научные поиски. Разрабатываются оптические датчики тока. Они представляют собой пологие кольца с расположенными внутри витками оптического волокна, огибающими шинопровод с током. При протекании тока вокруг проводника возникает магнитное поле, которое оказывает влияние на поляризацию двух поляризованных световых сигналов с противоположным направлением вращения, проходящих по волокну. Изменение поляризации световых сигналов позволяет вычислить угол Фарадея, который прямо пропорционален току в первичной цепи. Неотъемлемым элементом оптических датчиков тока являются микропроцессорные устройства с цифровым входом. Но такие микропроцессорные устройства в серийном производстве отсутствуют.

Оптические преобразователи тока сложно согласовать с устройствами релейной защиты на подстанциях с переменным оперативным током. Собственная стоимость оптических ТТ в несколько раз превышает стоимость электромагнитных ТТ, в основном за счет использования дополнительных блоков электроники.

В настоящее время на подстанциях нашли широкое применение измерители дугового излучения — оптические датчики дуговой защиты (ДДЗ). Они предназначены для преобразования оптической энергии, выделяющейся при коротком замыкании, в электрическую. Принцип действия ДДЗ основан на явлении фотоэффекта — появление фото-ЭДС, возникающей в полупроводнике при поглощении в нем электромагнитного излучения (фотонов). Появление фото-ЭДС обусловлено пространственным разделением генерируемых излучением носителей заряда.

Основным назначением является быстрое обнаружение процесса горения электрической дуги, которая возникает при коротких замыканиях (КЗ). Горение электрической дуги сопровождается мощным электромагнитным излучением (излучение квантов света — фотонов), под действием которого в полупровод-

нике возникает фото-ЭДС. При появлении фото-ЭДС срабатывает дуговая защита и действует либо на отключение собственного выключателя присоединения, либо на отключение сборных шин в зависимости от места возникновения КЗ и положения программного переключателя защиты.

Для организации индивидуальной селективной защиты от дуговых замыканий ячейки комплектного распределительного устройства необходимо устанавливать ДДЗ в каждый оптически изолированный отсек и подключить их к устройству релейной защиты (рис. 3.13).

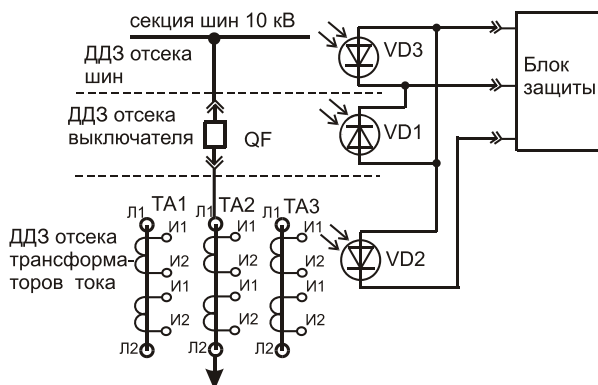


Рис. 3.13

Подключение датчиков дуговой защиты

Отключение поврежденного участка происходит настолько быстро, что в месте повреждения не наблюдается существенных оплавлений шин.

3.10. Трансформаторы тока Роговского

Перспективным направлением замены электромагнитных трансформаторов тока является совершенствование катушек Роговского. О катушке Роговского как инструменте измерения электрического тока известно с 1912 г. Трансформаторы тока, построенные с использованием катушки Роговского, имеют такие преимущества, как:

- высокая точность измерения (0,1%);
- широкий диапазон измерений (от нескольких ампер до сотен килоампер) и измерение тока с большой аperiodической составляющей ввиду отсутствия насыщающегося сердечника;
- широкий частотный диапазон до 1 МГц и более;
- незначительные габаритные размеры, что позволяет их устанавливать в малогабаритные распределительные устройства. Фирма «Таврида электрик» выпускает ячейки 10 кВ шириной менее 50 см;
- гальваническая развязка с первичной цепью, что исключает образование опасного для жизни напряжения на выводах вторичной обмотки;
- отсутствие необходимости проведения поверки;

- отсутствие необходимости обеспечения оперативным питанием и низкая стоимость;
- повышенная селективность и быстродействие устройств релейной защиты;
- значительно сокращается число установок для сложных типов защиты;
- обеспечивается возможность сочетания в одном устройстве помимо функций защиты и функции учета электроэнергии.

Пояс (катушка) Роговского представляет собой тороидальную катушку, расположенную вокруг первичного провода точно так же, как вторичная обмотка в обычном ТТ с ферромагнитным сердечником (рис. 3.14). Немагнитный сердечник катушки может иметь круглую, овальную, прямоугольную форму. Он может быть изготовлен из гибкого материала, например коаксиального кабеля, и из относительно жесткого стержня, концы которого соединяются друг с другом [25].

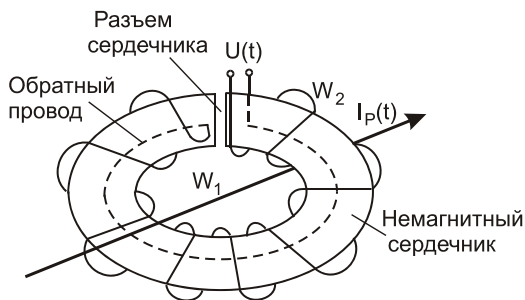


Рис. 3.14
Трансформатор тока Роговского

Принцип его работы основан на регистрации магнитного поля, создаваемого измеряемым током, изменяющимся во времени, $I_P(t)$.

Катушка Роговского состоит из провода, намотанного на немагнитный сердечник, магнитная проницаемость которого $\mu = 1$. Немагнитный сердечник может быть замкнут или разомкнут. Разомкнутый сердечник позволяет устанавливать такой трансформатор тока, не разрывая шинопровод, но затем разомкнутые концы сердечника соединяются замком. Катушка с намотанными витками располагается вокруг проводника с током, величину которого необходимо измерить. В дальнейшем можно использовать печатные платы с отпечатанными витками.

Выходное напряжение пропорционально скорости измеряемого тока:

$$U(t) = -M \frac{dI_P(t)}{dt} = \mu_0 \cdot n \cdot S,$$

где M — взаимная индуктивность между обмотками; μ_0 — магнитная проницаемость воздуха; n — плотность витков; S — площадь поперечного сечения сердечника.

В катушке Роговского используется немагнитный сердечник, поперечное сечение которого может быть квадратным, круглым, прямоугольным. На сер-

дечник наматываются вторичные обмотки, взаимная связь между первичной обмоткой (проводом) и вторичными обмотками через воздушный зазор слаба. Поэтому необходимо стремиться, чтобы:

— выходной сигнал катушки Роговского не зависел от положения проводника внутри катушки;

— близко расположенные проводники с сильными токами оказывали минимальное воздействие на выходной сигнал катушки Роговского.

Для выполнения первого критерия коэффициент взаимной индукции M должен быть постоянным для любого положения проводника внутри катушки. Это условие выполняется, если вторичные обмотки намотаны перпендикулярно средней линии с постоянной плотностью n на сердечник с постоянной площадью поперечного сечения S .

Поскольку первичная и вторичная обмотки катушки Роговского магнитно слабо связаны, для снижения влияния близко расположенных проводников с большими токами катушки Роговского выполняются с двумя электрическими контурами, включенными встречно. Второй контур может быть расположен поверх первого контура в противоположном направлении к первой обмотке. Этим самым выходное напряжение, индуцированное в двух обмотках, удваивается.

Если сердечник трансформатора Роговского замкнут, то выводы вторичной обмотки можно выполнять в начале и в конце обмотки. При разомкнутом сердечнике конец вторичной обмотки пропускается внутри витков и сердечника в обратную сторону, и выводы выполняют рядом. Это позволяет применять разомкнутый магнитопровод, концы которого после установки соединяются замком.

Контрольные вопросы

1. Назначение трансформаторов тока. Что такое коэффициент трансформации трансформатора тока?
2. Принцип действия трансформаторов тока. В чем отличие от силового трансформатора?
3. Почему нельзя разрывать цепь вторичной обмотки трансформатора тока?
4. Как вычислить допустимую вторичную нагрузку на трансформатор тока?
5. Для чего заземляется вторичная обмотка трансформатора тока?
6. Как подключить счетчик активной энергии без трансформаторов тока в четырехпроводной сети 0,38 кВ?
7. Как вычислить ток в обратном проводе при схеме неполной звезды?
8. Как работает схема непрерывного контроля целости вторичных цепей?
9. На каком принципе основано действие оптических датчиков тока?
10. Принцип действия трансформатора тока Роговского.

4. Трансформаторы напряжения в цепях измерения

4.1. Вторичные цепи трансформаторов напряжения

В электрических сетях с напряжением выше 1 кВ для измерения междупазных и фазных напряжений используют приборы с номинальным напряжением 100 В. Поэтому такие приборы подключают к высоковольтным сетям через трансформаторы напряжения (ТН).

ТН устанавливаются на каждой секции распределительного устройства с напряжением свыше 1 000 В подстанции или электростанции. Это маломощные специальные трансформаторы, предназначенные только для подключения цепей напряжения измерительных приборов и устройств релейной защиты [13] и автоматики. Чаще используются трехфазные ТН [26]. Например, условное обозначение НТМИ-10 означает: напряжения трехфазный масляный с измерительной обмоткой, соединенной в разомкнутый треугольник, реагирующей на замыкания на землю в любой точке сети 10 кВ. По принципу действия ТН ничем не отличаются от силовых трансформаторов (см. Приложение В), только специальной конструкцией обеспечивается большая точность в преобразовании первичного напряжения во вторичное. В последнее время трехфазный ТН на 10 кВ выполняют в виде трехфазной группы из трех однофазных ТН, помещенных в один бак, заполняемый трансформаторным маслом. Первичные обмотки однофазных ТН рассчитываются на длительную работу при замыкании на землю в сети 10 кВ. При соединении первичных обмоток в звезду в рабочем режиме к первичной обмотке подводится напряжение $\frac{10000}{\sqrt{3}} = 5774 \text{ В}$.

Трансформаторное масло в баке обеспечивает изоляцию токоведущих частей от корпуса и охлаждение обмоток за счет естественной циркуляции. Выпускаются также ТН с литой изоляцией. Класс точности ТН не превышает 0,5 при допустимой нагрузке, подключаемой ко вторичной обмотке. Нагрузки, подключаемые ко вторичной обмотке ТН, соединяются параллельно. При перегрузке ТН выходит из класса точности.

В сетях 35 кВ и выше к секциям распределительного устройства подключаются однофазные трансформаторы напряжения типа НОМ-35 (напряжения однофазный масляный) с соединением одного из выводов с заземляющим устройством подстанции. НОМ-35 вторичными обмотками собираются в трехфазную группу.

Каждая фаза ТН-10 кВ имеет одну первичную обмотку с числом витков W_1 с соединением обмоток «звезда с нулем» и две вторичных обмотки, одна из которых имеет число витков W_2 с соединением обмоток «звезда с нулем», вторая вторичная обмотка с числами витков W_3 имеет соединение обмоток «разомкнутый треугольник» (рис. 4.1).

Изолированные выводы всех обмоток через проходные изоляторы выведены на крышку бака трансформатора. Нулевая точка первичной обмотки имеет вывод по габаритам значительно меньше выводов 10 кВ. Заземляются также

каждая из вторичных обмоток для снижения напряжения прикосновения в случае повреждения изоляции между первичной и вторичными обмотками.

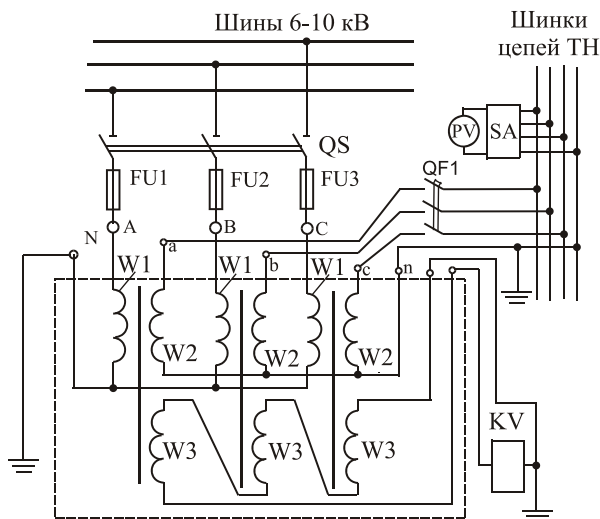


Рис. 4.1

Трехфазный трансформатор напряжения

Начала первичных обмоток А, В, С через предохранители FU1, FU2, FU3 и разъединитель QS подключены к шинам секции 6...10 кВ. Предохранители предназначены для срабатывания при повреждениях внутри ТН, а также с выдержкой времени при коротких замыканиях на стороне 100 В. Нулевая точка первичной обмотки N обязательно должна быть заземлена, иначе не будет контролироваться состояние изоляции сети с изолированной нейтралью 6, 10, 35 кВ.

Вторичная обмотка с числом витков W_2 между выводами a, b, c имеет номинальное линейное напряжение 100 В, а фазные напряжения относительно вывода n — $\frac{100}{\sqrt{3}}$. Четыре вывода вторичной обмотки используются для под-

ключения цепей напряжения счетчиков и для измерения фазных и линейных напряжений. Другая вторичная обмотка с числом витков W_3 соединяется в разомкнутый треугольник, она является фильтром напряжения нулевой последовательности, так как в разомкнутом треугольнике векторы фазных напряжений соединены последовательно, что соответствует по теории симметричных составляющих сложению векторов фазных напряжений:

$$3\underline{U}_0 = \underline{U}_a + \underline{U}_b + \underline{U}_c.$$

Напряжение нулевой последовательности появляется, когда сумма фазных напряжений не равна нулю, что бывает при нарушении фазной изоляции под напряжением проводников относительно земли.

Коэффициент трансформации ТН из-за разного количества витков в обмотках имеет такое значение:

$$K_{TV} = \frac{10000}{\sqrt{3}} : \frac{100}{\sqrt{3}} : \frac{100}{3}.$$

Тогда при подключении напряжения 10 кВ к каждой фазе обмотки высокого напряжения с числом витков W_1 приложено напряжение 5774 В, к каждой фазе вторичной обмотки с числом витков W_2 приложено напряжение 57,74 В, а к фазе вторичной обмотки с числом витков W_3 приложено напряжение 33,3 В (рис. 4.2).

В нормальном режиме работы сети на выводах обмотки W_3 наблюдается небольшое напряжение небаланса $U_{неб}$ до 5 В, хотя на обмотке каждой фазы наводится 33,3 В, векторы фаз $\underline{U}_{ad}$, $\underline{U}_{bd}$, $\underline{U}_{cd}$ сдвинуты друг относительно друга на 30° и образуют равносторонний треугольник.

Напряжение до 100 В появляется на выводах обмотки, соединенной в разомкнутый треугольник, при повреждении изоляции в любой точке силовой сети 10 кВ, подключенной к одному питающему силовому трансформатору. Это вызвано тем, что напряжение поврежденной фазы относительно земли равно нулю, а напряжение неповрежденных фаз относительно земли приближается к линейному напряжению.

Векторы напряжений в рабочем режиме на обмотках трансформатора напряжения будут располагаться следующим образом:

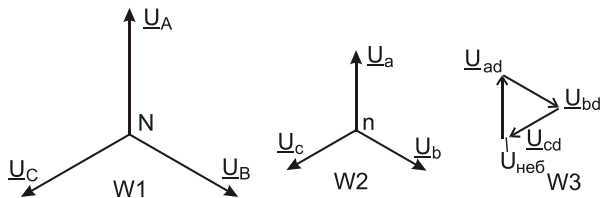


Рис. 4.2

Векторные диаграммы напряжений на обмотках трансформатора, напряжения в нормальном режиме работы

Для измерения уровня напряжения на шинах подстанции ко вторичной обмотке W_2 трансформатора напряжения подключается вольтметр через специальный переключатель SA на 7 положений. Этим переключателем к вольтметру можно подвести любое фазное напряжение U_A , U_B , U_C или любое линейное напряжение U_{AB} , U_{BC} , U_{CA} . Номинальному напряжению в сети 10 кВ соответствует фазное напряжение, подведенное к вольтметру 57,8 В, а шкала проградуирована в кВ, поэтому по прибору отсчитываем в 100 раз большее напряжение — 5,78 кВ. При металлическом повреждении изоляции в сети 10 кВ к вольтметру на неповрежденных фазах будет подводиться напряжение 100 В, а по шкале прибора отсчитаем 10 кВ.

Следует иметь в виду, что контроль изоляции в сети 10 кВ будет осуществляться только при заземлении нулевой точки высоковольтной обмотки трансформатора напряжения. Другими словами, первичные обмотки трансформатора напряжения являются измерителями фазных напряжений силовой сети.

Поддержание необходимого уровня напряжения на шинах 10 кВ без прерыва питания потребителей осуществляется изменением числа витков обмот-

ки высокого напряжения силового трансформатора на подстанции устройством регулирования напряжения под нагрузкой (РПН).

От проходных изоляторов низкого напряжения ТН через автоматический выключатель QF1 вторичное напряжение поступает на шинки 100 В, к которым подключаются цепи напряжения счетчиков на каждом присоединении. Шинки на подстанциях 35/10 кВ представляют собой клеммники, в которые шлейфом заходят провода от трансформатора напряжения (рис. 4.3). Вторичные цепи 100 В от трансформатора напряжения шлейфом заходят на все ячейки секции для подключения счетчиков, а иногда и для питания цепей релейной защиты, образуя шинки цепей трансформатора напряжения.

В ячейке трансформатора напряжения установлен переключатель с вольтметром (см. рис. 4.1). Там же установлено реле напряжения, формирующее сигнал при повреждении изоляции в любой точке сети 10 кВ.

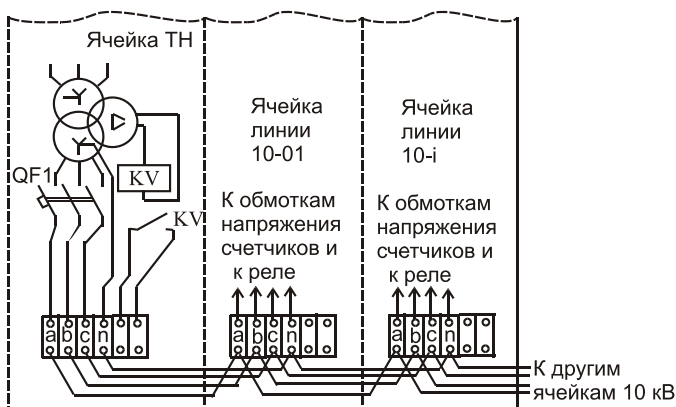


Рис. 4.3

Образование шинки напряжения в ячейках КРУН-10 кВ

Для питания цепей напряжения счетчиков, когда мощности НТМИ недостаточно, дополнительно подключают два однофазных трансформатора напряжения, соединенных по схеме открытого треугольника (рис. 4.5). Рассмотрим, как получают трехфазное напряжение от двух однофазных трансформаторов. Подведем к ТН1 вектор напряжения 10 кВ $\underline{U}_{AB}$. Изобразим его на векторной диаграмме повернутым на 30° от вертикали против часовой стрелки, тогда и вектор вторичного напряжения $\underline{U}_{ab}$ займет такое же положение на векторной диаграмме вторичного напряжения. К ТН2 подведем вектор напряжения 10 кВ $\underline{U}_{BC}$. На векторной диаграмме $\underline{U}_{BC}$ располагается так, что его конец совмещен с началом вектора $\underline{U}_{AB}$. Тогда и вектор вторичного напряжения $\underline{U}_{bc}$ займет такое же положение на векторной диаграмме вторичного напряжения (рис. 4.4).

Между точками С и А напряжение составит 10 кВ, а по направлению это вектор $\underline{U}_{CA}$, на векторной диаграмме вторичных напряжений получим вектор $\underline{U}_{ca}$. Таким образом, посредством двух однофазных трансформаторов можем получить трехфазное напряжение.

По такой схеме включения можно получить только линейные напряжения 100 В. Причем заземляется на вторичной стороне фаза *b*. Следовательно, для обеспечения параллельной работы у трехфазных ТН также должна быть заземлена не нулевая точка, а фаза *b*. Этим обеспечивается безопасность обслуживающего персонала в случае повреждения изоляции между обмотками. Трансформатор напряжения, обмотки которого соединены по схеме «открытого треугольника», невозможно использовать для отыскания фазы с поврежденной изоляцией.

Выбор ТН осуществляется по номинальному напряжению и по допустимой нагрузке, чтобы обеспечить необходимый класс точности. Для этого необходимо знать сопротивление или потребление мощности подключаемых приборов и выполнять условие

$$S_{\text{доп.ТН}} \geq S_1 + S_2 + \dots + S_n,$$

где $S_{\text{доп.ТН}}$ — нагрузка, допустимая для принимаемого класса точности ТН.

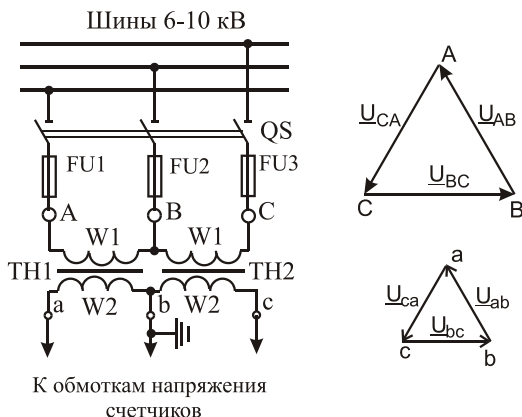


Рис. 4.4

Соединение трансформаторов напряжения в открытый треугольник

Для ТН типа НТМИ-10-66 для класса точности 0,5 $S_{\text{доп}} = 120$ ВА, для класса точности 1 — $S_{\text{доп}} = 200$ ВА, для класса точности 3 — $S_{\text{доп}} = 500$ ВА. Предельная мощность по нагреву обмоток составляет 1 000 ВА.

S_1 , S_2 , S_n — нагрузка, создаваемая измерительными приборами. Эта нагрузка ориентировочно может быть принята по табл. 4.1.

Трансформаторы напряжения на подстанции устанавливаются на каждой секции различных напряжений. В сетях 6...10 кВ НТМИ может выполнять восемь функций:

- 1) обеспечивает измерение уровня фазного и линейного напряжения на шинах;
- 2) запитывает обмотки напряжения вольтметров, счетчиков активной и реактивной энергии;
- 3) запитывает обмотки напряжения в схемах релейной защиты;
- 4) сигнализирует о наличии замыкания на землю в сети 10 кВ;

- 5) помогает отыскивать фазу с поврежденной изоляцией;
- 6) позволяет производить фазировку силовых трансформаторов;
- 7) обеспечивает работу зарядных устройств, от которых заряжаются конденсаторы, обеспечивающие срабатывание отключающих катушек выключателей;
- 8) обеспечивает работу реагирующих органов устройств АВР.

Таблица 4.1

Мощности, потребляемые катушками напряжения приборов

Тип измерительного прибора	Snр, ВА	cos(φ)
Вольтметр электромагнитной системы	4,7	1
Катушка счетчика	2,5	0,4
Ваттметр	5,0	0,4
Фазометр	2,2	1
Реле напряжения	1,0	1

Защита вторичных цепей ТН от КЗ в цепях счетчиков и вольтметра осуществляется автоматическими выключателями, которые устанавливаются на стороне 100 В.

4.2. Антирезонансные трансформаторы напряжения

Трансформаторы напряжения часто выходят из строя из-за появления резонансных перенапряжений. Возможны явления феррорезонанса, от которых в сетях 6...10 кВ чаще всего выходят из строя трансформаторы напряжения. Иногда повреждаются и слабо нагруженные силовые трансформаторы, работающие в режиме, близком к холостому ходу.

Феррорезонансными называются резонансные явления в цепях, содержащих катушку со стальным сердечником и конденсаторы, что связано с нелинейным характером индуктивности. Устойчивый феррорезонансный процесс в колебательном контуре, содержащем емкости неповрежденных фаз и обмотки высокого напряжения ТН, наступит, когда индуктивное сопротивление обмотки достигнет величины, равной емкостному сопротивлению линии. Резонансные перенапряжения повреждают изоляцию обмотки высокого напряжения ТН. В энергосистемах с целью предотвращения выхода из строя ТН было испытано множество технических решений. Одни предлагали разземлять нулевую точку ТН при замыкании на землю, другие — загружать ТН до номинальной мощности активными сопротивлениями, третьи — включать на выходе обмотки, соединенной в разомкнутый треугольник, активное сопротивление 25 Ом и другие решения.

Чтобы исключить возможность появления феррорезонансного процесса, необходимо изменить конструкцию магнитопровода и обмоток ТН таким образом, чтобы при наибольшем возможном токе намагничивания не происходило насыщения стали магнитопровода. Желательно, чтобы в любом режиме работы ТН индуктивность обмоток оставалась постоянной. По этому принципу сконструированы трансформаторы напряжения типа НАМИ (напряжения антирезонансные).

нансный, масляный с обмоткой для контроля состояния изоляции высоковольтной сети).

По сравнению с НТМИ у этих трансформаторов сечение магнитопровода увеличено в 1,8 раза, что позволяет исключить насыщение стали магнитопровода при увеличении фазного напряжения при замыкании на землю, этим исключаются условия для возникновения феррорезонанса [27]. В настоящее время трансформаторы типа НАМИ выпускаются на классы напряжения от 6 до 220 кВ.

НАМИ-10(6) представляет собой два трансформатора, размещенные в одном корпусе (рис. 4.5). На магнитопроводе трехфазного трансформатора размещены:

- первичные обмотки $W1_A, W1_B, W1_C$;
- вторичные обмотки для подключения измерительных приборов и реле $W2_a, W2_b, W2_c$;

— трехфазная компенсационная обмотка $W3_a, W3_b, W3_c$.

На магнитопроводе однофазного трансформатора размещены:

- первичная обмотка $W1_X$, включенная между нулевой точкой обмоток высокого напряжения и заземлением;
- вторичная обмотка, включенная между нулевой точкой вторичных обмоток и заземлением;
- обмотка $W3_g$, напряжение на которой появляется при замыкании на землю в сети 10 кВ.

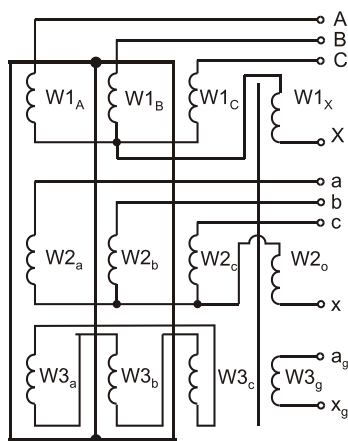


Рис. 4.5

Схема соединения обмоток НАМИ-10(6)

Антирезонансные свойства НАМИ обеспечиваются также компенсационной обмоткой, соединенной в замкнутый треугольник. При появлении в первичной обмотке токов 3-й гармоники и кратных ей в магнитопроводе трехфазного трансформатора наводятся магнитные потоки 3-й гармоники, которые наводят в обмотке, соединенной в замкнутый треугольник, токи третьей гармо-

ники, которые совпадают по фазе во всех трех фазах. Поэтому токи третьей и кратным им гармоникам циркулируют по обмоткам, соединенным в треугольник, магнитные потоки которых в магнитопроводе направлены по закону Ленца навстречу магнитным потокам, их породившим. В результате магнитные потоки третьей гармоники резко ослабевают, и резонанс исключается.

Измерительные приборы и реле к НАМИ-10 подключаются так же, как и к НТМИ-10. К выводам a, b, c, x через переключатель подключается вольтметр для измерения фазных и линейных напряжений, а на линейные напряжения U_{ab}, U_{bc}, U_{ca} — обмотки напряжения счетчиков активной и реактивной энергии. К выводам a_g, X_g — реле напряжения для контроля состояния изоляции в сети 10 кВ.

4.3. Контроль исправности трансформаторов напряжения

Для контроля целости предохранителей высокого напряжения ТН и обмоток высокого и низкого напряжений проще всего установить у каждого ТН по три реле напряжения, включенных на фазные напряжения (рис. 4.6).

В рабочем режиме при исправности цепей напряжения размыкающие контакты реле напряжения KV1, KV2, KV3 разомкнуты. При перегорании предохранителя на стороне 10 кВ ТН, при обрыве фазного провода питающей линии, при нарушении целости обмоток ТН или контактных соединений к реле напряжения подводится пониженное напряжение, его контакты замыкаются, и через выдержку времени, создаваемую реле времени КТ, замыкаются контакты реле КТ, срабатывает указательное реле КН. Реле напряжения желательно устанавливать в самой удаленной точке цепей трансформатора напряжения. После замыкания контактов КН по каналам связи передается сигнал диспетчеру электрических сетей.

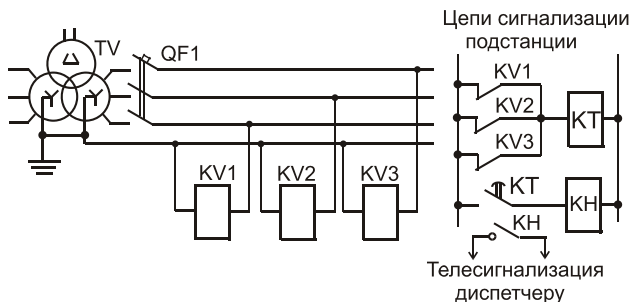


Рис. 4.6

Контроль цепей напряжения тремя реле

Уставки реле напряжения следует выбирать из условия срабатывания реле при напряжении на 10% ниже номинального уровня. При этом напряжение срабатывания не должно превышать 90 В.

В другой схеме для контроля исправности работы трансформатора напряжения можно использовать одно реле, подключаемое через трехфазный двухполупериодный диодный мост (рис. 4.7).

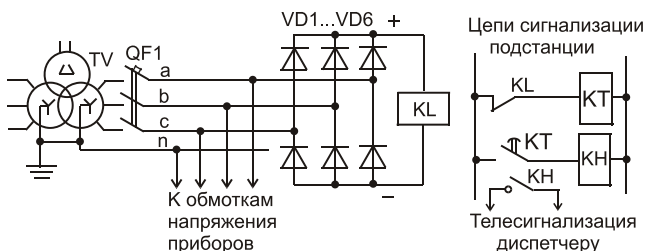


Рис. 4.7

Контроль цепей напряжения одним реле

В рабочем режиме напряжение на выходе трехфазного диодного моста составляет

$$U_{\text{выпр}} = 2,34 U_{\text{фаз}}; U_{\text{выпр}} = 2,34 \cdot 57,7 = 135 \text{ В.}$$

Реле КЛ должно срабатывать при снижении напряжения на 10%, что составляет 121,5 В.

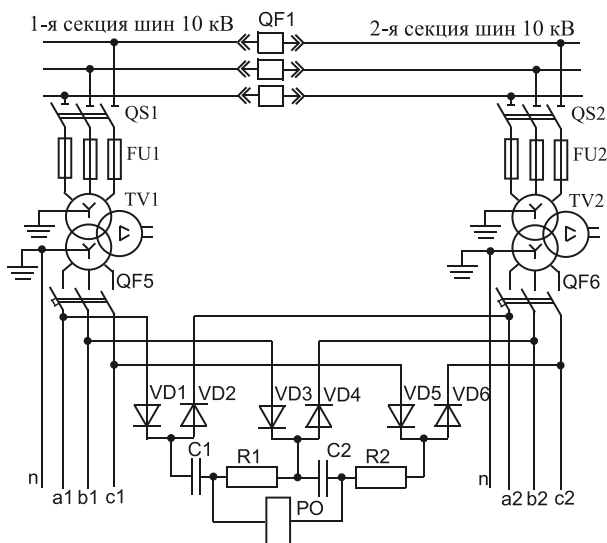


Рис. 4.8

Контроль цепей двух трансформаторов напряжения

В Костромской ГСХА разработано устройство одновременного контроля исправности работы двух трехфазных трансформаторов напряжения на двухтрансформаторной подстанции (рис. 4.8) [28]. Это устройство построено с использованием фильтра напряжения обратной последовательности (ФНОП). Принцип работы ФНОП разъяснен в главе 7.

В рабочем режиме на двухтрансформаторной подстанции секционный выключатель QF1 отключен. Линейные вторичные напряжения составляют

100 В. К фазе А ФНОП через диод VD1 от фазы a1 подводится один полупериод, а через диод VD2 от фазы a2 второй полупериод напряжения. К фазе В ФНОП через диод VD3 от фазы b1 подводится один полупериод, а через диод VD4 от фазы b2 второй полупериод напряжения. К фазе С ФНОП через диод VD5 от фазы c1 подводится один полупериод, а через диод VD6 от фазы c2 второй полупериод напряжения. На входы ФНОП от вторичных цепей ТН подводятся синусоидальные напряжения, тогда на реагирующем органе РО получаем напряжение небаланса.

В случае обрыва фазы на стороне 10 кВ (перегорел один из предохранителей FU1) к фазе, например А, подводится только одна полуволна напряжения через диод VD2. От пульсирующего однополупериодного напряжения конденсатор C1 заряжается, и через него ток не проходит. Тогда к ФНОП подводится только напряжение U_{bc} , от которого РО срабатывает.

4.4. Измерение напряжений при замыканиях на землю в сети 10 кВ

Как уже известно, коэффициент трансформации ТН имеет такое значение:

$$U_{ad} = U_{bd} = U_{cd} = \frac{100}{3} = 33,3 \text{ В.}$$

Тогда в рабочем режиме к обмоткам трансформатора приложены напряжения, векторы которых показаны пунктирами (рис. 4.9):

- к первичным обмоткам W1 $U_A = U_B = U_C = \frac{10\,000}{1,73} = 5\,774 \text{ В};$
- ко вторичным обмоткам W2 $U_a = U_b = U_c = \frac{100}{1,73} = 57,74 \text{ В};$
- ко вторичным обмоткам W3 $U_{ad} = U_{bd} = U_{cd} = \frac{100}{3} = 33,3 \text{ В.}$

Обмотка трансформатора напряжения, соединенная в разомкнутый треугольник, суммирует векторы фазных напряжений, поэтому на выводах обмотки (см. рис. 4.2) в рабочем режиме регистрируется только напряжение небаланса $U_{неб}$. При замыкании на землю любой из фаз в сети 10 кВ в любой точке приводит к тому, что напряжение фазы с поврежденной изоляцией становится близким к нулю, это равносильно включению между фазой А и землей вектора встречного напряжения — U_A . Тогда фаза А соединяется с землей, а напряжение неповрежденных фаз увеличивается до линейного U_{B1} , U_{C1} (показаны сплошными векторами).

Тогда к первичным обмоткам W1 будут подведены напряжения:

$$U_{A1} = 0; U_{B1} = U_{C1} = 10\,000 \text{ В.}$$

На вторичных обмотках W2 векторы займут такое же положение, как и первичные напряжения, и будут наводиться напряжения:

$$U_{a1} = 0; U_{b1} = U_{c1} = 100 \text{ В.}$$

На вторичных обмотках W3 векторы займут такое же положение, как и векторы первичных напряжений и будут наводиться напряжения:

$$U_{ad1} = 0; U_{bd1} = U_{cd1} = 33\sqrt{3} \text{ В.}$$

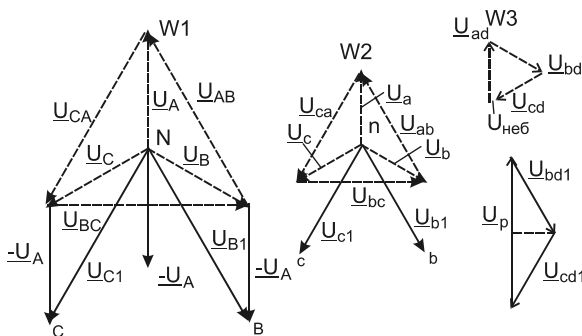


Рис. 4.9

Векторные диаграммы напряжений при замыкании фазы на землю в сети 10 кВ

Тогда к первичным обмоткам W1 будут подведены напряжения:

$$U_{A1} = 0; U_{B1} = U_{C1} = 10\,000 \text{ В.}$$

На вторичных обмотках W2 векторы займут такое же положение, как и первичные напряжения, и будут наводиться напряжения:

$$U_{a1} = 0; U_{b1} = U_{c1} = 100 \text{ В.}$$

На вторичных обмотках W3 векторы займут такое же положение, как и векторы первичных напряжений, и будут наводиться напряжения:

$$U_{ad1} = 0; U_{bd1} = U_{cd1} = 33\sqrt{3} \text{ В.}$$

На выходе обмотки, соединенной в разомкнутый треугольник, включено реле напряжения с большим сопротивлением, и к нему будет подведено напряжение U_p . Для вычисления напряжения U_p опустим перпендикуляр из вершины тупого угла (см. рис. 4.9), получим

$$U_p = 2U_{bd1} \cos(30) = 2 \cdot 33 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 33 \cdot 3 = 99 \text{ В.}$$

От этого напряжения реле сработает и через свои контакты подаст сигнал о замыкании на землю в сети 10 кВ.

После получения сигнала о неисправности на подстанции диспетчер района электрических сетей направляет на подстанцию оперативно-ремонтную бригаду. Оперативный персонал в ячейке ТН переключателем SA подключает вольтметр PV (см. рис 4.2) на фазные и линейные напряжения. Линейные напряжения при замыканиях на землю не изменяются, на фазе с поврежденной изоляцией вольтметр покажет значение прямой близкое к нулю, а на неповрежденных фазах напряжение увеличится почти до 100 В, если произошло металлическое замыкание, например, в результате нарушения вязки провод упал с изолятора на траверсу железобетонной опоры.

Однако замыкание на землю можно обнаружить другим способом без трансформатора напряжения, который подключается к сети через разъединители и предохранители. Для этого антенные датчики напряжения в виде стержней Ст1, Ст2, Ст3 закрепляются параллельно друг другу на опоре на изоляционном основании под токоведущими проводами А, В, С на безопасном изоляционном расстоянии

янии от проводов и соединяются последовательно в цепочку, один конец которой связан с заземлителем опоры через исполнительный орган (рис. 4.10) [29]. Количество стержней антенного датчика не нормируется и определяется удобством крепления на опоре и уровнем напряжения, достаточным для срабатывания исполнительного органа. Исполнительный орган (ИО) может представлять собой, например, последовательно включенные резистор R и световой индикатор СИ (или резистор и дисплей с памятью). ИО металлически соединен с заземляющим устройством (ЗУ) опоры. При замыкании на землю в сети 10 кВ напряжение на двух неповрежденных фазах увеличивается в 1,73 раза. Соответственно напряжение на антенных стержнях увеличится, и через ИО ток увеличится. При достаточном напряжении на стержнях световой индикатор будет светиться или появится сообщение на дисплее с памятью — «в сети замыкание на землю».

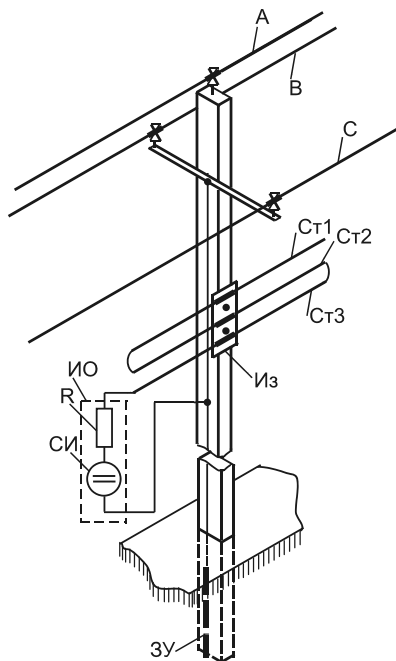


Рис. 4.10

Антенный индикатор замыкания на землю в сети 10 кВ

Для увеличения мощности антенного датчика напряжения стержни подвешиваются на изоляторах под каждой фазой [30]. Стержни соединяются последовательно и через ИО соединяются с ЗУ опоры.

Контрольные вопросы

1. Для чего устанавливаются трансформаторы напряжения на подстанции?
2. Для чего одна из обмоток ТН соединяется в разомкнутый треугольник?
3. Как подключается нагрузка ко вторичным цепям ТН?

4. Почему на каждой фазе обмотки, соединенной в разомкнутый треугольник, напряжение 33,3 В?
5. Как вычислить нагрузку, подключенную к трансформатору напряжения?
6. Как геометрически получить напряжение нулевой последовательности?
7. В чем преимущество трансформаторов НАМИ-10 перед НТМИ-10?
8. Для чего контролируют исправность вторичных напряжений ТН?
9. Как осуществляется контроль вторичных цепей ТН одним реле?
10. Объясните принцип работы устройства контроля целости цепей напряжения для двух ТН одновременно.

5. Измерение активной энергии в сетях 0,38 и 10 кВ

5.1. Общие сведения о счетчиках активной энергии

Рабочий режим работы сети характеризуется током, протекающим по линии или по обмоткам силового трансформатора, напряжением, активной и реактивной мощностью, активной и реактивной энергией, переданной потребителям. Обычно для регистрации этих параметров на напряжениях 0,38...10 кВ устанавливают амперметры, вольтметры, счетчики активной и реактивной энергии.

Электрический счетчик, точнее — счетчик расхода электрической энергии, по технической идее представляет из себя комбинацию измерителя потребляемой электрической энергии с отображающим показания счетным механизмом.

В 1885 г. итальянцем Феррарисом было сделано интересное наблюдение вращения сплошного ротора в виде металлического диска под воздействием двух не совпадающих по фазе полей переменного тока. Это открытие послужило основной идеей для создания индукционного двигателя и открыло возможность разработки индукционного счетчика. Первый счетчик был создан в 1889 г. венгром Блати на заводе «Ганц» в Будапеште и запатентован в Германии и США.

Счетчики делятся:

- по принципу подключения на приборы прямого и трансформаторного включения;
- по измеряемым величинам: на однофазные и трехфазные;
- по классу точности;
- по количеству тарифов: одно-, двух- и трехтарифные;
- по конструкции: на механические, электронные и гибридные;
- по измеряемым величинам: активной, реактивной энергии и комбинированные.

Снятие показаний с этих приборов осуществляется периодически обслуживающим персоналом в соответствии с действующими инструкциями. Круглосуточный контроль за работой сетей осуществляет диспетчер предприятия электрических сетей. Он обеспечивает безопасное выполнение работ и реагирует на аварийное положение аппаратов и линий по сигналам, поступающим с подстанций по высокочастотным каналам линий электропередачи, по радиорелейным линиям, по оптоволоконным кабелям, по каналам GSM. На большинстве предприятий диспетчер не знает о текущем значении нагрузок линий и трансформаторов из-за несовершенства средств измерения и передачи информации и не может быстро принимать меры по рационализации работы сети. Все большее распространение получают многофункциональные счетчики с почасовым учетом потребленной энергии, от которых работники электрических сетей по каналам GSM получают информацию о потребляемой активной и реактивной энергии за каждые полчаса, о коэффициенте мощности, о токах, и даже могут получить векторную диаграмму токов в данный момент времени.

Однофазные счетчики устанавливаются обычно у бытовых потребителей, они имеют одну токовую обмотку и одну обмотку напряжения на 220 В. Они реализуют функцию вычисления активной мощности

$$P^{(1)} = U_{\Phi} I_{\text{НАГ}} \cos(\varphi)$$

и интегрируют ее. На выходе счетчика видим потребленную активную энергию за промежуток времени от t_1 до t_2

$$P_i^{(1)},$$

где $P_i^{(1)}$ — однофазная средняя мощность за промежуток времени t_i ; $P_{ii}^{(1)}$ — мгновенная мощность в любой момент времени.

За потребленную электроэнергию потребители расплачиваются по тарифу. Тариф — это стоимость 1 кВт·ч энергии. Тариф у производственных потребителей выше, чем у бытовых. У бытовых потребителей в большинстве стоят однотарифные счетчики, потребитель расплачивается по тарифу для бытовых потребителей, например, 4,1 руб. за каждый использованный кВт·ч.

Общая активная потребляемая мощность европейской части России представляет собой «двугорбый верблюд» (рис. 5.1).

В ночное время потребление электроэнергии резко снижается, что приводит к разгрузке электростанций. Примерно в 7...8 часов утра начинается резкий подъем нагрузки, к перерыву на обед спад, а затем снова подъем, но уже меньше $P_{\text{МАКС}}$. Подъем нагрузки выше пунктирной линии требует включения дополнительных мощностей для покрытия этой пиковой нагрузки.

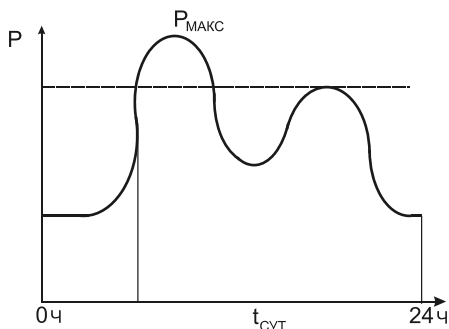


Рис. 5.1

Изменение нагрузки европейской части РФ в течение суток

В часы наибольшей нагрузки (максимум энергосистемы) генераторы тепловых электростанций загружаются на полную мощность. Чтобы покрыть дефицит мощности в эти часы необходимо строить дополнительные электростанции, строят гидроаккумулирующие станции (ГАЭС).

Ночью ГАЭС закачивает воду из нижнего бассейна в верхний насосами-турбинами с синхронными двигателями-генераторами. В часы максимума нагрузки энергосистемы поток воды из верхнего бассейна вращает насос-турбину с синхронным двигателем-генератором, которые работают как генера-

торы. Электроэнергия этих генераторов покрывает часть нагрузки в часы максимума.

Ночью обычные электростанции разгружаются, а некоторые работают себе в убыток, выдерживая диспетчерский график.

Чтобы заинтересовать потребителей использовать электроэнергию ночью, вводят два тарифа: дневной (например, с 7:00 до 23:00) и ночной (например, с 23:00 до 7:00 следующего дня). Ночной тариф в некоторых энергосистемах в два раза дешевле дневного тарифа, поэтому потребителям иногда выгодно нагревать воду в баках-аккумуляторах ночью до 95°, а днем расходовать горячую воду, в том числе и на отопление.

С целью выравнивания графика нагрузки в течение суток, а также чтобы заинтересовать потребителей не включать нагрузку в часы максимальной загрузки энергосистем (обычно с 8:00 до 12:00), ввели три тарифа. Пиковый тариф в часы максимума нагрузки энергосистем самый дорогой, полупиковый (дешевле пикового) и ночной (самый дешевый).

5.2. Измерение электроэнергии в сетях 0,38 кВ

В бытовых помещениях измерение потребленной электроэнергии осуществляется счётчиками прямого включения. Например, в многоквартирном доме используют однофазные счетчики без трансформаторов тока, они подключаются по такой схеме (рис. 5.2). Счетчики и автоматические выключатели устанавливают на лестничной клетке.

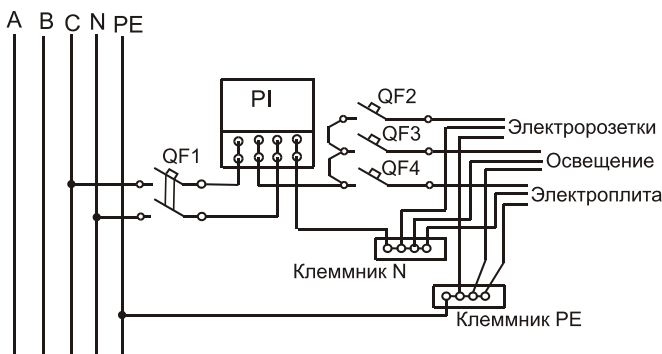


Рис. 5.2
Подключение квартирного счетчика

Автоматический выключатель QF1 обеспечивает безопасное выполнение замены счетчика без отключения других потребителей. Он позволяет отключить квартиру в случае обрыва фазы в питающей сети, а также резервирует квартирные выключатели в случае их отказа. От перегрузки и от коротких замыканий в электропроводке и электрооборудовании квартиры установлены автоматы QF2, QF3, QF4. Рабочий нулевой проводник N и защитный нулевой проводник PE разделяются на вводе в многоквартирный дом, а разводятся в квартиру с разных клеммников. Тогда к потребителям квартиры заводится три

провода. Подключение РЕ проводника к газовой плите с электроподжигом горелок допускается только при наличии изолирующей вставки (не покрашенной) между питающим квартиру газопроводом и газопроводным шлангом, идущим к газовой плите.

Для определения количества переданной через потребительский трансформатор электроэнергии и для контроля за режимом работы на трансформаторных пунктах (ТП) 10/0,4 кВ и на вводах потребителей устанавливают трехфазные счетчики активной энергии индукционного или полупроводникового типа, подключаемые через трансформаторы тока ТА1...ТА3 (рис. 5.3) или напрямую без трансформаторов тока [31].

В индукционных счетчиках используется электромеханический принцип. В них производится пропорциональное преобразование проходящей через счетчик мощности во вращательное движение диска. При этом число оборотов диска соответствует учетной электрической энергии. Для регистрации несимметричных нагрузок такие счетчики имеют три измерительных органа, к каждому из которых подводятся фазный ток и фазное напряжение.

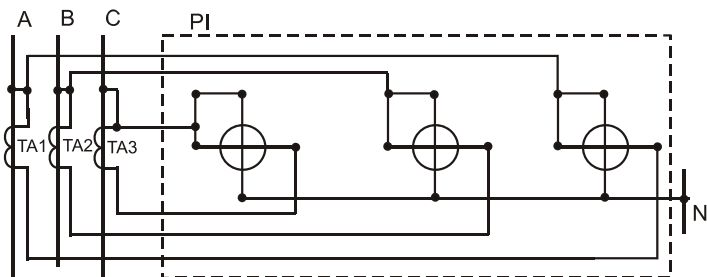


Рис. 5.3

Подключение счетчика активной энергии в сети 380 В

Кроме этого, на закрытых ТП иногда устанавливают вольтметры и амперметры. Вольтметр подключают непосредственно к шинам, а амперметры через трансформаторы тока, последовательно с токовыми цепями счетчика [9].

При наличии на ТП амперметра следует иметь в виду, что номинальный вторичный ток трансформатора тока и измерительных приборов равен 5 А, тогда шкалу амперметра необходимо градуировать в первичных токах с учетом коэффициента трансформации трансформатора тока.

При отсутствии амперметров нагрузку трансформаторов определяют периодически путем снятия показаний токоизмерительными клещами. Косвенно о нагрузке трансформатора можно судить по показаниям термометра, устанавливаемого в специально предусмотренное гнездо на крышке трансформатора для измерения температуры верхних слоев масла в баке. Чаще всего такие термометры на крышках трансформаторов отсутствуют.

Особенность подключения счетчиков в ТП 10/0,4 кВ заключается в том, что по одним и тем же проводам передается ток от трансформаторов тока в токовые обмотки счетчиков и напряжение от силовой цепи к обмоткам напряжения счетчиков. Такое решение возможно только в том случае, если объединить

По счетчикам производятся расчеты с абонентами за потребленную электроэнергию. Для определения переданной энергии, например, за месяц, разность показаний счетчика за определенный период времени умножают на коэффициент трансформации трансформаторов тока k_{TA} .

где $N_{\text{нач}}$, $N_{\text{кон}}$ — показания счетчика в начале и в конце периода измерения, например месяца.

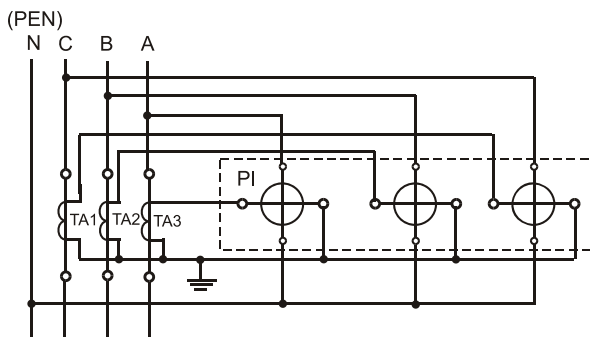


Рис. 5.4
Подключение электронного счетчика активной энергии

По счетчикам активной энергии можно также определить среднюю активную мощность, проходящую через трансформатор. Для этого за определенный промежуток времени, например 30 с, отсчитывают число оборотов диска N_{30} или число миганий светодиодного индикатора на лицевой панели электронного счетчика. Затем вычисляют, сколько оборотов диска сделает счетчик при такой скорости вращения или сколько миганий индикатора за один час, равный 3600 с.

$$N_q = \left(\frac{N_{30}}{30} \right) \cdot 3600.$$

По табличке на счетчике находят, например, 1 кВт·ч соответствует 1 000 оборотов диска или 1 кВт·ч соответствует 1 000 миганий. По этим данным находят, сколько кВт·ч в час отсчитает счетчик за $N_{\text{ч}}$ оборотов диска или $N_{\text{миг}}$. Это будет средняя мощность, которая проходит через счетчик за промежуток времени 30 с.

$$P_{\text{CЧ}} = 1 \cdot \frac{N_{\text{Ч}}}{1000}.$$

Для определения реальной мощности, передаваемой по линии, необходимо учесть коэффициент трансформации трансформатора тока:

$$P_{\text{РЕАЛ}} = P_{\text{СЧ}} k_{\text{ТА}}.$$

Трехфазные счетчики активной энергии в трехфазных четырехпроводных сетях имеют три измерительных системы. Мощность, которая проходит через счетчик, в трехфазном режиме равна:

$$P^{(3)} = P_A + P_B + P_C = I_A U_A \cos(\varphi_A) + I_B U_B \cos(\varphi_B) + I_C U_C \cos(\varphi_C),$$

где φ_A , φ_B , φ_C — углы между токами и соответствующими напряжениями каждой фазы.

Если к счетчику подключен трехфазный элементный нагреватель с сопротивлением фазы $R_{\text{НАГР}}$, то, учитывая, что фазное напряжение в $\sqrt{3}$ раз меньше линейного, получим

$$P_{\text{НАГР}}^{(2)} = \frac{2 \left(\frac{U_{\text{Л}}}{2} \right)^2}{R_{\text{НАГР}}} = \frac{P^{(3)}}{2}.$$

Когда через счетчик проходит однофазный поток мощности, то в работе будет один из измерительных элементов, и показания равны:

$$P^{(1)} = P_A = I_A U_A \cos(\varphi_A).$$

Когда через счетчик подключены две однофазные нагрузки между каждой из двух фаз и нулевым проводом, то мощность равна:

$$P^{(2)} = P_A + P_B = I_A U_A \cos(\varphi_A) + I_B U_B \cos(\varphi_B).$$

Иногда для увеличения срока службы трехфазного нагревателя потребители выполняют его подключение к двум фазам. В этом случае несколько сложнее происходит измерение мощности и энергии, поскольку при работе трехфазного нагревателя, у которого нулевая точка не соединена с нулевым проводом сети, остаются в работе две фазы. Мощность выделяется не в трех, а в двух элементах нагревателя, причем к каждому нагревателю подведена половина линейного напряжения, так как два нагревателя включаются последовательно на линейное напряжение:

$$P_{\text{НАГР}}^{(2)} = \frac{2 \left(\frac{U_{\text{Л}}}{2} \right)^2}{R_{\text{НАГР}}} = \frac{P^{(3)}}{2}.$$

Мощность, потребляемая нагревателем, снижается в два раза по сравнению с трехфазным режимом. На каждом нагревателе напряжение составляет 190 В, поэтому срок службы нагревателей резко увеличивается.

Ток, потребляемый нагревателями, равен $I_B^{(2)} = I_C^{(2)} = \frac{\left(\frac{U_{\text{Л}}}{2} \right)}{R_{\text{НАГР}}}$. Этот ток протекает под действием линейного напряжения, поэтому вектор тока совпадает по направлению с вектором линейного напряжения.

При обрыве фазы A (рис. 5.5) к измерительным механизмам счетчика будут подведены по-прежнему фазные напряжения U_{AN} , U_{BN} , U_{CN} , но токи протекают только через измерительные механизмы B и C .

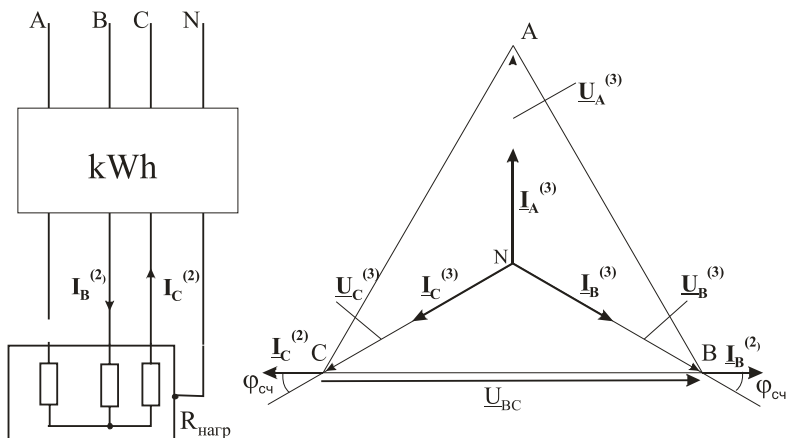


Рис. 5.5

Работа счетчика активной энергии при обрыве фазы нагрузки

Тогда счетчик будет измерять энергию, соответствующую мощности, проходящей через два измерительных механизма. Через токовые обмотки счетчика будет протекать ток

$$I_B^{(2)} = I_C^{(2)} = \frac{U_L}{2R_{\text{нагр}}},$$

Получим

$$P_{\text{сч}}^{(2)} = I_B^2 U_B \cos(\varphi_{\text{сч}}) + I_C^2 U_C \cos(\varphi_{\text{сч}}), \quad P_{\text{сч}}^{(2)} = 2 \frac{U_L}{2R_{\text{нагр}}} \frac{U_L}{\sqrt{3}} \frac{\sqrt{3}}{2} = \frac{P^{(3)}}{2},$$

где $\varphi_{\text{сч}}$ — угол сдвига между током и напряжением в измерительных цепях счетчика. В соответствии с векторной диаграммой угол $\varphi_{\text{сч}} = 30^\circ$.

Из полученных результатов следует, что, несмотря на угол сдвига между током и напряжением в 30° , в измерительных механизмах счетчика, показания его будут отражать реальную потребляемую нагревателями мощность.

5.3. Электронные счетчики электроэнергии

В электронных счетчиках осуществляется прямое измерение напряжения и тока, информация о потребленной энергии передается на индикатор и сохраняется в памяти устройства. По GSM-каналу информация передается по запросу операторов на сервер электрических сетей или сбытовой компании.

Преимущества электронных счетчиков:

1. Позволяют точнее считывать информацию.
2. Могут автоматически переключаться на разные тарифы, не требуя присутствия человека, что экономически выгодно.
3. Широкий температурный диапазон использования.
4. Современная элементная база.
5. Отсутствие погрешности от угла наклона счетчика.

6. Вычисление мгновенной мощности и усреднение в заданных интервалах времени;

7. Возможность использования счетчиков прямого включения (без трансформаторов тока) до 100 А.

8. Период межповерочных интервалов составляет до 16 лет. Это необходимо для проверки правильности вычислений.

5.3.1. Многофункциональный счетчик «Меркурий-230»

Электронные (цифровые) счетчики не содержат вращающихся частей и производят преобразование сигналов, поступающих с измерительных органов тока и напряжения, в пропорциональные величины мощности и энергии. Современные электронные счетчики, кроме своей основной функции учета электрической энергии, обладают дополнительными функциями, которые позволяют контролировать как различные параметры электрической сети, так и состояние самого счетчика [32]. Электронные счетчики выпускаются различной модификации. Единственным счетчиком в России, позволяющим предотвратить возможность хищения электроэнергии при нарушении фазировки подключения токовых цепей, является «Меркурий-230». Он обладает следующими особенностями:

- расширенный диапазон рабочих температур;
- технологический запас по классу точности;
- использование как в автономном режиме, так и в автоматической системе количественного учета электроэнергии (АСКУЭ);
- два режима съема информации с жидкокристаллического индикатора (ЖКИ) — ручной и автоматический;
- максимальное приближение для массового применения.

Счетчики «Меркурий-230» поддерживают как двухэлементное, так и трехэлементное включение. Это означает, что можно использовать как фазное, так и линейное напряжение. Варианты исполнения счетчиков позволяют осуществлять непосредственное и трансформаторное подключение как по напряжению, так и по току. Блок-схема счетчика представлена на рис. 5.6.

Конструктивно счетчик состоит из корпуса, в нижней части которого размещена контактная колодка и устройство управления, измерения и индикации. Контактная колодка закрывается крышкой.

В счетчике в качестве датчиков тока используются токовые трансформаторы, в качестве датчиков напряжения — резистивные делители. Сигналы с датчиков тока и напряжения поступают на соответствующие входы аналого-цифрового преобразователя (АЦП) микропроцессора (МП).

АЦП микропроцессора производит преобразование сигналов, поступающих от датчиков тока и напряжения, в цифровые коды, пропорциональные току и напряжению. МП, перемножая цифровые коды, получает величину, пропорциональную мгновенной активной мощности. Интегрирование мощности во времени дает информацию о величине активной энергии. С использованием соответствующих алгоритмов счетчиком производится расчет всех требуемых параметров.

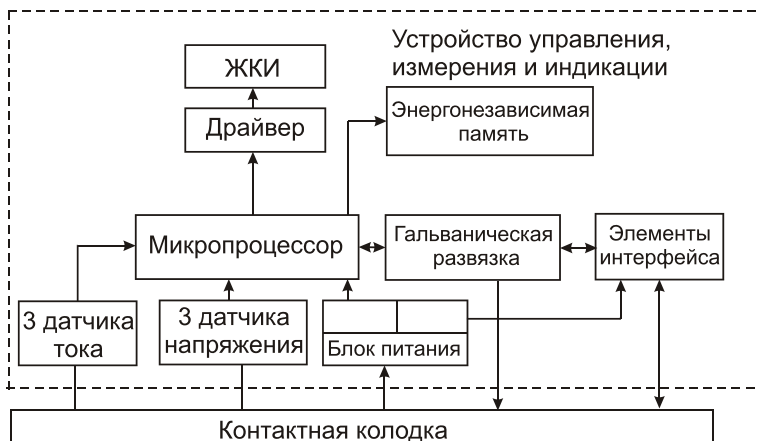


Рис. 5.6
Блок-схема электронного счетчика

АЦП микропроцессора производит преобразование сигналов, поступающих от датчиков тока и напряжения, в цифровые коды, пропорциональные току и напряжению. МП, перемножая цифровые коды, получает величину пропорциональную мгновенной активной мощности. Интегрирование мощности во времени дает информацию о величине активной энергии. С использованием соответствующих алгоритмов счетчиком производится расчет всех требуемых параметров.

МП управляет всеми узлами счетчика и реализует измерительные алгоритмы в соответствии со специализированной программой, помещенной во внутреннюю память. Управление узлами счетчика производится через программные интерфейсы, реализованные на портах ввода/вывода МП. Кроме основной задачи по учету энергии, в счетчиках «Меркурий-230» реализовано много дополнительных функций:

- учет и хранение данных о потребленной энергии в многотарифном режиме за заданный период времени;
- учет и хранение средних мощностей за программируемый интервал времени 1...45 мин;
- учет и хранение данных о технических потерях;
- измерение вспомогательных параметров;
- управление внешними устройствами отключения нагрузки;
- ведение журнала событий по встроенным часам.

В журнал заносятся времена и даты всех важных операций со счетчиком, а также изменение состояния счетчика и силовой сети.

Счетчики «Меркурий-230» выпускаются с внешним или с внутренним тарификатором. Для поставки счетчиков с внешним тарификатором необходимо знать модификации «Меркурий-230» AR-XX C(R) I L G D, где «Меркурий» — торговая марка счетчика; 230 — серия счетчика; AR — тип измеряемой энер-

гии, А — активная; R — реактивная; XX — модификации, подразделяемые по току, напряжению и классу точности (табл. 5.1).

Таблица 5.1

Модификации счетчиков

Модификации счетчиков	Класс точности при измерении активной энергии	Класс точности при измерении реактивной энергии	$U_{ном}$, В	$I_{ном}$, ($I_{макс}$), А
00	0,5	1,0	3×57,7 (100)	5 (7,5)
01	1,0	2,0	3×220 (380)	5 (50)
02	1,0	2,0	3×220 (380)	10 (100)
03	0,5	1,0	3×220 (380)	5 (7,5)

CILG — интерфейсы:

- C — «CAN» или R — «RS-485»;
- I — «IrDA» (отсутствие I — отсутствие «IrDA»);
- L — модем «PLT» (отсутствие L — отсутствие модема «PLT»);
- G — модем «GSM» (отсутствие G — отсутствие модема «GSM»);
- D — внешнее питание (отсутствие D — отсутствие внешнего питания).

На ЖКИ счетчика выводятся:

- числовое значение учтенной энергии с точностью до сотых долей соответствующей размерности;
- значения размерности основных и вспомогательных параметров (кВт·ч, кВАр·ч, Вт и т. д.);
- пиктограмма тарифов (T1, T2, T3, T4, сумма);
- пиктограмма фаз (фаза 1, фаза 2, фаза 3);
- пиктограмма вида энергии (активная, реактивная);
- параметры модема;
- пиктограмма уровня сигнала модема;
- код ошибки (E-XX).

Вспомогательные параметры отображаются на ЖКИ с помощью правой клавиши:

- измеренное значение активной, реактивной и полной мощности в каждой фазе и по сумме фаз;
- напряжение в каждой фазе;
- углы между фазными напряжениями;
- ток в каждой фазе;
- $\cos(\varphi)$ в каждой фазе и по сумме фаз;
- частота сети.

При нажатии клавиши более 1 с происходит смена индуцируемых значений по наименованию указанных параметров. При коротком нажатии происходит смена индуцируемых значений внутри параметра, в зависимости от номера фазы. При индикации вспомогательных параметров для каждого параметра (кроме углов между фазными напряжениями) вверху ЖКИ индицируется квадрат, в котором находится полная мощность.

Аналогичные модификации с внутренним тарификатором «Меркурий 230» ART2-XX F(P) C(R) I L D N, где Т — наличие внутреннего тарификатора; 2 — двунаправленный (отсутствие цифры 2 означает, что счетчик однонаправленный); XX — модификации приведены в табл. 5.1; F — наличие профиля мощности и других дополнительных функций; Р — кроме функции F дополнительно наличие профиля мощности технических потерь; N — наличие электронной пломбы (отсутствие N — отсутствие электронной пломбы).

Функциональные особенности счетчика с внутренним тарификатором:

1) учет энергии за отчетный период:

- текущий год;
- предыдущий год;
- текущий месяц;
- предыдущие 11 мес;
- текущие сутки;
- предыдущие сутки;

2) в двунаправленных счетчиках ведется учет энергии по прямому и обратному направлению;

3) в счетчиках с функцией пофазного учета активной энергии прямого направления ведется учет энергии нарастающим итогом всего от сброса по каждой фазе.

Учет энергии отражается на ЖКИ до 1 000 000,000 кВт·ч (кВАр·ч).

Счетчики с внутренним тарификатором обеспечивают измерение параметров аналогично счетчикам с внешним тарификатором, но возможности его гораздо шире за счет представления на ЖКИ всех временных параметров.

Подключение к сети электронных счетчиков осуществляется так же, как и индукционных. Как и индукционный счетчик, электронный может подключаться к трехфазной трехпроводной сети 10 кВ с помощью двух трансформаторов тока и двух однофазных трансформаторов напряжения, соединенных в открытый треугольник.

5.3.2. Многофункциональный счетчик «КИПП-2»

Современные многофункциональные счетчики электрической энергии представляют собой своеобразные вычислительные машины. Они обеспечивают высокоточные измерения и вычисления электрических параметров присоединений, в том числе показателей качества электроэнергии и многотарифный учет электроэнергии по классу точности 0,2S. Кроме того, счетчик регистрирует количество потребленной энергии потребителем и количество выработанной электроэнергии при наличии у потребителя собственной электростанции. Счетчик имеет три независимых цифровых интерфейса, энергонезависимую память, часы реального времени, концентратор данных технологического контроля и мониторинга [33].

Основные функции КИПП-2.

1. Измерение параметров присоединения:

- напряжения по каждой фазе и междупазные;

- токи по каждой фазе;
- активная, реактивная, полная мощность по каждой фазе и присоединению;
- коэффициент мощности по каждой фазе и присоединению;
- частота сети.
- 2. Контроль показателей качества электроэнергии:
 - установившееся напряжение основной частоты;
 - отклонение напряжения;
 - длительность и глубина провала напряжения;
 - коэффициент временного перенапряжения;
 - коэффициент несимметрии напряжений по обратной и нулевой последовательности;
 - отклонение частоты.
- 3. Дополнительные измерения по присоединению:
 - симметричные составляющие тока (I_0 , I_1 , I_2);
 - симметричные составляющие напряжения (U_0 , U_1 , U_2);
 - средний ток, среднее фазное и линейные напряжения.
- 4. Учет электроэнергии:
 - активная импортируемая/экспортируемая энергия;
 - реактивная импортируемая/экспортируемая энергия;
 - учет потерь энергии в линии и трансформаторе;
 - учет по 4 тарифам, включая тарифы выходных и праздничных дней;
 - хранение временных срезов по каналам и группам учета.
- 5. УСПД — устройство сбора и передачи данных:
 - автоматический опрос цифровых счетчиков по RS-485 (см. Приложение Ж) со скоростью 100...19 200 бит/с;
 - индикатор для отображения данных учета и измерений;
 - программная и аппаратная защита от несанкционированного доступа.
- 6. Журналы событий:
 - общий «Журнал событий» до 900 записей;
 - «Журнал АТС» на 200 записей.
- 7. Связь:
 - 10/100 Base TX Ethernet, протокол ГОСТ Р МЭК 60870-5-104;
 - RS-485, протокол ГОСТ Р МЭК 60870-5-101;
 - RS-232, протокол ГОСТ Р МЭК 60870-5-101, 60680-5-104, PPP, подключение GSM/GPRS-модемов.
- 8. Сервис:
 - присвоение меток времени;
 - синхронизация внутренних часов;
 - служебная информация о состоянии;
 - программное обеспечение (ПО) для параметризации и доступа к данным измерений;

— программное обеспечение (ПО) чтения журнала событий и доступа к данным энергоучета.

Обслуживающий персонал в любое время может получить необходимые сведения из счетчика путем подключения к нему через специальную контактную колодку ноутбука. Например, на экране ноутбука можно посмотреть векторную диаграмму токов.

Счетчик позволяет снимать профили нагрузок — графики мощности в зависимости от времени. Для этого хранится в памяти счетчика потребление электроэнергии за каждые полчаса нагрузки в любое время суток. Профиль (график) нагрузки — важная информация для сотрудников энергослужбы предприятия и электроснабжающей организации. Он позволяет оценить степень загрузки электрооборудования, выявить периоды с максимальным потреблением и выработать меры по выравниванию графика

5.4. Места установки счетчиков в сетях 0,38...10 кВ

Для контроля за режимом работы сети на всех отходящих линиях 10 кВ подстанций, а также на вводе питания от силового трансформатора подстанции к шинам устанавливают амперметры, счетчики активной и реактивной энергии. Их подключают к трансформаторам тока своей линии и к трансформатору напряжения той секции, к которой подключена контролируемая линия (рис. 5.7).

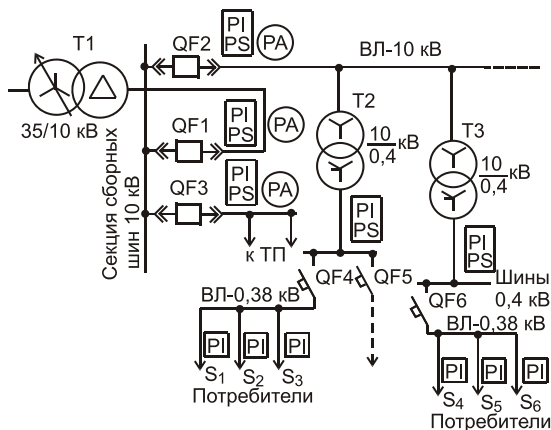


Рис. 5.7

Места установки измерительных приборов в сети 0,38...10 кВ

У всех потребителей с любыми нагрузками S1...S6 устанавливают счетчики активной энергии, которые учитывают потребленную активную, а не полную энергию. Сравнивая, например за месяц, показания счетчика у трансформатора T3 и у потребителей S4...S6, определяют потери активной энергии в линиях 0,38 кВ.

При отсутствии несанкционированного отбора электроэнергии должно соблюдаться соотношение для ВЛ-10, питаемой выключателем QF2:

$$W_{QF2} = W_{S4} + W_{S5} + W_{S6} + \Delta W_{\text{Л}} + \Delta W_{\text{Т}} + W_{\text{СН}},$$

где $\Delta W_{\text{Л}}$ — потери энергии в линии 10 кВ; $\Delta W_{\text{Т}}$ — потери энергии в потребительских трансформаторах; $W_{\text{СН}}$ — расход энергии на собственные нужды трансформаторных пунктов (подогрев, освещение).

На рис. 5.7 обозначено: PI, PS — счетчики соответственно активной и реактивной энергии; Т2, Т3 — потребительские трансформаторы, установленные в трансформаторных пунктах; QF1 — вакуумный (масляный) выключатель ввода; QF2, QF3 — вакуумные выключатели линий 10 кВ

5.5. Измерение электроэнергии в электрических сетях свыше 1 000 В

Для выяснения, какое напряжение (фазное или линейное) необходимо при этом подводить к измерительным органам, рассмотрим мгновенные значения мощности, на которые реагируют измерительные органы. При этом поток энергии потребителям проходит по трем фазам ВЛ-10 кВ.

В трехфазной сети суммарная мощность, протекающая по линии в любой момент времени, равна сумме мощностей трех фаз. Через мгновенные значения тока и напряжения (обозначены маленькими буквами) суммарная мгновенная мощность выразится через подведенные фазные напряжения U_A , U_B , U_C [17].

$$p^{(3)} = p_A + p_B + p_C = I_A U_A + I_B U_B + I_C U_C.$$

В трехпроводной сети с изолированной нейтралью при отсутствии трансформатора тока в фазе B в любой момент времени сумма токов трех фаз равна нулю:

$$I_A + I_B + I_C = 0, \text{ поэтому } I_B = -I_A - I_C,$$

тогда после подстановки в формулу трехфазной мощности получим

$$p^{(3)} = I_A(U_A - U_B) + I_C(U_C - U_B).$$

Но $U_A - U_B = U_{AB}$, $U_C - U_B = U_{CB}$ — линейные напряжения, поэтому для мгновенных значений мощности получим:

$$P^{(3)} = I_A U_{AB} + I_C U_{CB}.$$

Отсюда следует, что трехфазную активную мощность в трехфазных сетях можно измерять через линейные напряжения двумя измерительными органами, и для измерения активной мощности трансформаторы тока можно устанавливать в двух фазах.

В соответствии с полярностью клемм счетчика первый измерительный орган включается на напряжение U_{AB} , а другой — на напряжение U_{CB} — вывод фазы C трансформатора напряжения подключается к началу цепи напряжения второго измерительного механизма.

В электроустановках 6 кВ и выше для управления потоками энергии каждое присоединение называется ячейкой. Основным элементом ячейки является выключатель, на 10 кВ предпочтение отдают вакуумным выключателям. Выключатель QF предназначен для коммутации (включения и отключения) токов нагрузки и токов коротких замыканий (рис. 5.8). Вакуумные выключатели вме-

сте с приводом устанавливаются на выкатной тележке. На выкатной тележке с одной стороны осуществляется соединение силовыми штепсельными разъемами с шинами 10 кВ, а с другой стороны — с отходящей линией. На отходящей линии в двух крайних фазах устанавливаются трансформаторы тока TA1 и TA2.

Только при отключенном положении выключателя выкатывают при помощи рычагов из зацепления штепсельными разъемами с шинами и с отходящей линией. При этом шторки, при подъеме которых вкатывается выключатель, опускаются. Этим самым исключается доступ к шинам, находящимся под напряжением. Выключатель устанавливается в наладочное положение, в котором его можно включать и отключать, проверять действие релейной защиты, ремонтировать силовую часть выключателя.

Установка выключателей с приводами на выкатных тележках позволяет ремонтировать выключатель без перерыва питания потребителей. Для этого на место ремонтируемого выключателя вкатывают резервную тележку с выключателем.

Силовые контакты выключателя механически через изоляционные тяги связаны со вспомогательными замыкающими и размыкающими контактами SQ1.1, SQ1.2, SQ1.3, SQ1.4. Вспомогательные контакты используются в цепях управления, автоматики и телесигнализации. Число вспомогательных контактов иногда больше четырех, и все они изменяют свое состояние в зависимости от положения главных контактов выключателя.

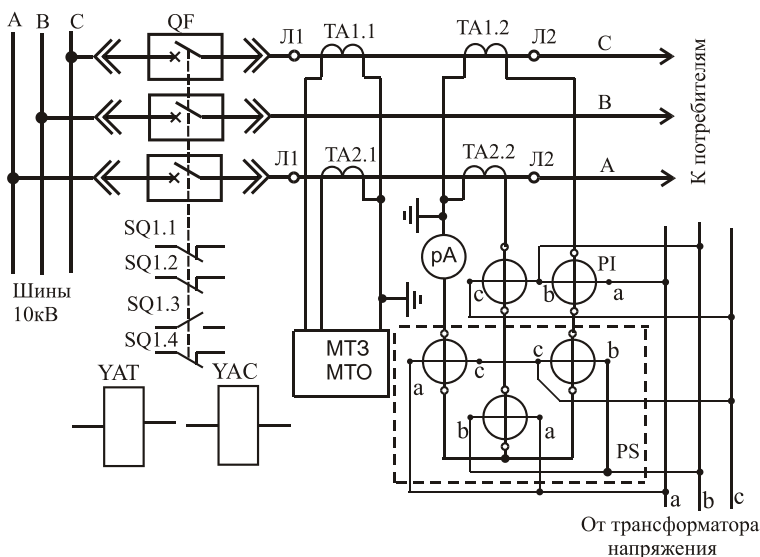


Рис. 5.8
Ячейка отходящей линии 6...35 кВ

Для быстрого гашения дуги силовые контакты выключателя необходимо быстро замыкать и еще быстрее размыкать. Время от момента подачи команды

на включение до момента замыкания контактов составляет 0,4...0,5 с, а время отключения выключателя составляет 0,1 с. Для такого быстрого движения контактов используют пружинные или электромагнитные приводы. Во время включения выключателя часть энергии сжатия включающих пружин расходуется на растягивание отключающих пружин. Этим самым запасается энергия на отключение выключателя. Команда на включение выключателя подается от контактов ключа управления через вспомогательные контакты SQ1.1 на катушку включения YAC. Команда на отключение выключателя подается от других контактов ключа управления через вспомогательные контакты SQ1.3 на катушку отключения YAT.

Катушки включения и отключения называют соленоидами включения (YAC) и отключения (YAT). Соленоид — это катушка с подвижным внутри катушки ферромагнитным сердечником. При подключении напряжения к катушке соленоида сердечник изменяет свое исходное положение и при движении выполняет работу для включения выключателя, например освобождает защелку, удерживающую пружину включения в растянутом положении. В соленоиде отключения при наличии на нем напряжения сердечник освобождает защелку, удерживающую пружину отключения в растянутом положении.

В ячейке сетей с изолированной нейтралью устанавливают в двух фазах трансформаторы тока. Каждый трансформатор тока при одной первичной имеет две вторичные обмотки, намотанные на разных сердечниках. Ко вторичным обмоткам TA1.1 и TA2.1 подключаются реагирующие органы релейной защиты. На отходящих линиях обычно используют максимальную токовую защиту (МТЗ) и максимальную токовую отсечку (МТО). Ко вторичным обмоткам TA2.1 и TA2.2 подключаются токовые цепи измерительных приборов. На линиях 10 кВ такими измерительными приборами являются счетчики и амперметр, на трансформаторных пунктах 10(6)/0,4 кВ, 35/0,4 кВ чаще всего устанавливают только счетчики.

Токовые обмотки счетчиков активной и реактивной энергии имеют номинальный ток 5 А, а обмотки напряжения счетчиков в сетях 10 кВ рассчитаны на 100 В, поэтому их подключают к трансформаторам тока и к трансформаторам напряжения (рис. 5.9).

Трансформаторы напряжения имеют вторичное напряжение 100 В, поэтому подстанционные счетчики невозможно использовать в сети 380 В.

Трансформаторы тока в сетях с изолированной нейтралью 6, 10, 20 и 35 кВ устанавливают в двух фазах для срабатывания релейных защит только при междуфазных КЗ, так как однофазные повреждения изоляции не приводят к резкому увеличению тока в фазах. Соответственно и счетчики активной энергии имеют два измерительных механизма, каждый из них включается на вторичный ток фазы с трансформатором тока [17]. Обычно токовые цепи счетчиков включают на токи фаз А и С (рис. 5.9). В последних выпусках ячеек 10 кВ трансформаторы тока устанавливают в трех фазах и по три вторичных обмотки: одна из них служит для подключения релейной защиты, вторая — для технического учета электроэнергии, а третья — для коммерческого учета переданной электроэнергии.

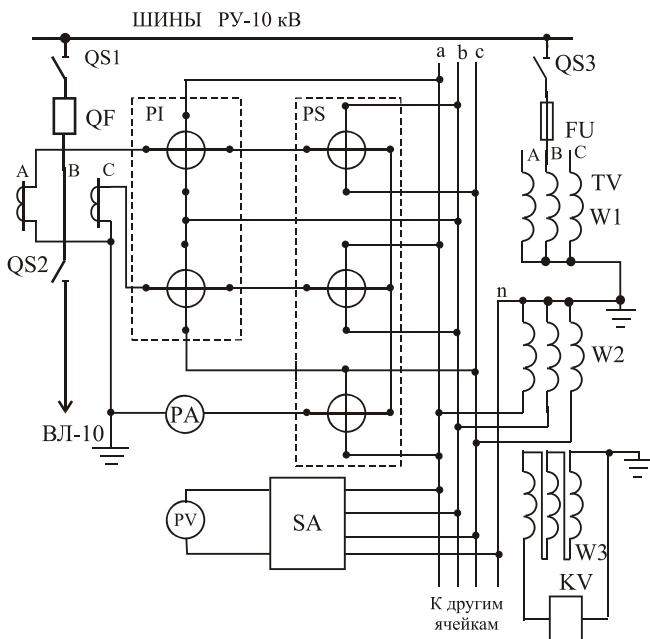


Рис. 5.9

Подключение измерительных приборов в ячейке линии 10 кВ

Для действующих значений токов и напряжений, подведенных к измерительным органам, построим векторные диаграммы.

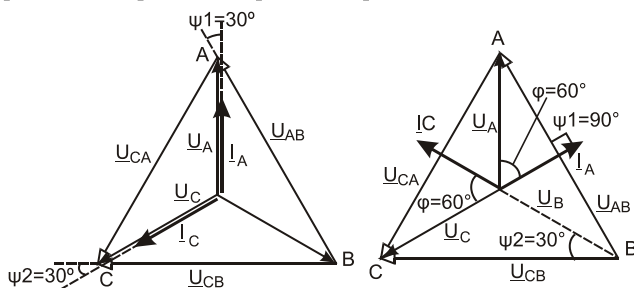


Рис. 5.10

Векторные диаграммы токов и напряжений, подводимых к счетчику активной энергии в сети с изолированной нейтралью

При подключении активной нагрузки, когда $\cos(\varphi) = 1$ (рис. 5.10) угол между током I_A и линейным напряжением U_{AB} составляет $\psi_1 = 30^\circ$.

Тогда к первому измерительному органу будет подводиться мощность:

$$P_1 = U_{AB} I_A \cos(\psi_1) = U_{\text{л}} I_{\text{л}} \cos(30^\circ) = \frac{\sqrt{3}}{2} U_{\text{л}} I_{\text{л}},$$

ко второму измерительному органу будет подводиться мощность:

$$P_2 = U_{CB} I_C \cos(\psi_2) = U_{ЛЛ} I_{Л} \cos(30^\circ) = \frac{\sqrt{3}}{2} U_{ЛЛ} I_{Л}.$$

Суммарная мощность, подведенная к измерительным органам трехфазного двухэлементного счетчика, равна:

$$P_{сч} = 2 \frac{\sqrt{3}}{2} U_{ЛЛ} I_{Л} = \sqrt{3} U_{ЛЛ} I_{Л} = P^{(3)}.$$

Какая же мощность будет подведена к измерительным органам счетчика активной энергии, когда $\cos(\varphi) = 60^\circ$? Из сети будет потребляться мощность

$$P_C = \sqrt{3} U_{ЛЛ} I_{Л} \cos(\varphi) = \sqrt{3} U_{ЛЛ} I_{Л} \cos(60^\circ) = \frac{\sqrt{3}}{2} U_{ЛЛ} I_{Л}.$$

Из векторной диаграммы (см. рис. 5.12) следует, что к измерительным органам подведены напряжения и токи:

$$P_1 = U_{AB} I_A \cos(\psi_1) = U_{ЛЛ} I_{Л} \cos(90^\circ) = 0,$$

$$P_2 = U_{CB} I_C \cos(\psi_2) = U_{ЛЛ} I_{Л} \cos(30^\circ) = \frac{\sqrt{3}}{2} U_{ЛЛ} I_{Л},$$

$$P_{сч} = P_1 + P_2 = \frac{\sqrt{3}}{2} U_{ЛЛ} I_{Л}.$$

Значит, счетчик отражает реальную мощность при любых углах нагрузки потребителей.

Для определения переданной по линии 10 кВ энергии следует учитывать не только коэффициент трансформации трансформатора тока, но и коэффициент трансформации трансформатора напряжения. Коэффициент трансформации трансформаторов тока на каждой линии индивидуальный, а трансформатор напряжения общий для всех счетчиков, установленных в ячейках одной секции. Обычно коэффициент трансформации трансформаторов напряжения k_{TV} для сетей 10 кВ $10\,000/100 = 100$. Тогда после снятия показаний счетчика переданную по первичным цепям энергию определяют по формуле

$$W_{10} = (N_{кон} - N_{нач}) k_{ТА} k_{TV},$$

где $N_{нач}$, $N_{кон}$ — начальное (в начале месяца) и конечное (в конце месяца) показания счетчика.

В сетях с изолированной нейтралью трансформаторы тока устанавливают в двух фазах. Поэтому вторичные цепи трансформаторов тока и токовые обмотки приборов соединяют по схеме неполной звезды. Но в счетчике реактивной энергии три вращающихся элемента, поэтому два из них включаются на фазные токи, а третий на сумму токов двух фаз, как и амперметр в обратный провод. В обратном проводе протекает геометрическая сумма вторичных токов двух фаз. Эта сумма по величине равна току третьей фазы, если бы в ней был установлен трансформатор тока. Говорят, что амперметр измеряет ток «отсутствующей фазы», т. е. фазы, в которой нет трансформатора тока.

Измерительные органы счетчика реактивной энергии включаются по 90-градусной схеме. Другими словами, между подведенным напряжением и активным током угол составляет 90° . К первому измерительному органу (см. рис. 5.10)

подводится напряжение U_{BC} и ток I_A , ко второму измерительному органу — U_{AB} и ток I_C , к третьему измерительному органу — U_{CA} и ток $I_A + I_C$ (рис. 5.11).

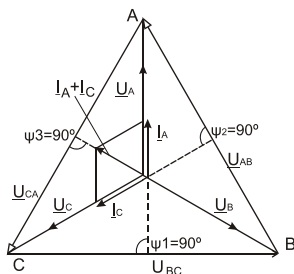


Рис. 5.11

Векторная диаграмма токов и напряжений при $\cos(\varphi) = 1$

При подключении к сети активной нагрузки ($\cos(\varphi) = 1$) токи совпадают с фазными напряжениями. Измерительные органы счетчика реактивной энергии вычисляют произведение тока на напряжение, приведенные к нему, на косинус угла между ними. Тогда к первому и ко второму измерительному органу будет подводиться реактивная мощность.

$$Q_1 = I_A U_{BC} \cos \psi_1 = I_A U_{BC} \cos 90^\circ = 0,$$

$$Q_2 = I_C U_{AB} \cos \psi_2 = I_C U_{AB} \cos 90^\circ = 0.$$

К третьему измерительному органу будет подводиться реактивная мощность.

$$Q_3 = (I_A + I_C) U_{CA} \cos \psi_3 = (I_A + I_C) U_{CA} \cos 90^\circ = 0.$$

При чисто активной нагрузке реактивная мощность не потребляется.

Показания счетчика активной и реактивной энергии позволяют вычислить средневзвешенный коэффициент мощности за период измерения:

$$\cos(\varphi_{\text{ср.взв}}) = \frac{W_{\text{АКТ}}}{\sqrt{W_{\text{АКТ}}^2 + W_{\text{РЕАК}}^2}}.$$

Периодически осуществляется проверка правильности показаний счетчиков. Для этого их снимают и в лабораториях сверяют показания с образцовыми счетчиками, класс точности у которых обычно не превышает 0,2. Токовые цепи образцовых счетчиков включают последовательно с токовыми цепями проверяемых счетчиков, а цепи напряжения включают параллельно.

5.6. Класс точности прибора

Промышленность выпускает трансформаторы тока на 10 кВ нескольких типов:

- с двумя вторичными обмотками класса точности 0,5/10P, к одной из обмоток подключаются измерительные приборы: счетчики и амперметры, к обмотке 10P подключаются измерительные органы релейной защиты, эта обмотка имеет класс точности 3;

- с тремя вторичными обмотками класса точности 0,5S/0,5/10P, к обмотке 10P подключаются цепи релейной защиты, к обмотке 0,5 технические измерительные приборы, к обмотке 0,5S счетчики коммерческого учета электроэнергии [22];

— с четырьмя вторичными обмотками класса точности 0,2S/0,5/5P/10P, к обмотке 10P подключаются цепи релейной защиты, например, максимальная токовая защита, к обмотке 5P подключаются цепи дифференциальной защиты, к обмотке 0,5 технические измерительные приборы, к обмотке 0,2S точные счетчики коммерческого учета электроэнергии.

Класс точности счетчика — это наибольшая допустимая относительная погрешность, выраженная в процентах. Относительная погрешность — это отношение абсолютной погрешности к действительным показаниям счетчика. Абсолютная погрешность — это разница между действительными показаниями счетчика и показаниями эталонного образца. Счетчики изготавливаются на класс точности 0,5; 1,0; 1,5; 2,0; 3,0 [35]. Класс точности устанавливается для нормальных условий работы, когда соблюдается прямое чередование фаз, обеспечивается симметричность нагрузок по фазам, синусоидальность тока и напряжения (коэффициент линейных искажений не более 5%), номинальная частота (50 Гц $\pm$ 0,5%), номинальное напряжение ($\pm$ 1%), номинальная нагрузка, отсутствие внешних магнитных полей (индукция не более 0,5 мТл), вертикальное положение счетчика. По показаниям счетчика активной энергии потребители платят за израсходованную энергию в соответствии с тарифами.

Класс точности определяет гарантированные границы, за пределы которых не выходит погрешность прибора в установленном для него диапазоне измерений.

Чтобы определить приближенно класс точности прибора, необходимо определить абсолютную погрешность. Абсолютная погрешность — это число, на которое отличается ваш результат измерения прибором от истинного значения. Для этого проведите несколько измерений, например вольтметром, убедитесь, что все измерения проведены точно без грубых ошибок. Сложите полученные результаты измерений и разделите на количество измерений — получите среднее арифметическое значение. Для нахождения абсолютной погрешности используем одно из измерений и вычтем его из среднего арифметического значения. Это и будет абсолютная погрешность измерения; если получилось отрицательное число, то знак минус убираем, так как абсолютная погрешность может быть только положительной. Для получения относительной погрешности следует разделить абсолютную погрешность на результат измерения и умножить на 100%.

В большинстве случаев абсолютная погрешность прибора равна половине цены деления приборной шкалы, поэтому чем большее количество делений имеет приборная шкала, тем меньше погрешность прибора.

По действующему законодательству все индивидуальные приборы учета должны иметь класс точности не менее 2,0, то есть погрешность их работы не должна превышать 2%. Если электролампа за час израсходовала 100 Вт·ч электроэнергии, то счетчик должен показать расход электроэнергии не менее 98 Вт·ч и не более 102 Вт·ч. Но во многих квартирах стоят счетчики с классом точности 2,5, которые должны быть признаны нерасчетными, и энергоснабжающая организация имеет право не принимать их показания для расчета.

Кроме определения класса точности, следует обращать внимание на межповерочный интервал — это время, в течение которого завод-изготовитель гарантирует точность работы счетчика. Первая поверка производится на заводе, а затем элек-

тронный счетчик должен поверяться один раз в 16 лет. Плановая поверка электросчетчиков выполняется в специальных метрологических лабораториях.

5.7. Коммерческий и технический учет электроэнергии

Для учета использования электроэнергии на предприятии используется коммерческий (расчетный) и технический (контрольный) учет электроэнергии. Коммерческий учет ведется для оплаты за поставку или потребление энергии предприятием. Целью технического учета является контроль перераспределения энергии внутри предприятия. Рыночные отношения предусматривают совмещение функций этих видов учета в одну систему.

Коммерческий учет характеризуется консервативностью, стабильностью схемы электроснабжения. Приборы повышенной точности для него устанавливаются на небольшом количестве точек учета, измерительные средства учета выбираются из госреестра и обязательно пломбируются.

Технический учет отличается динамичностью и постоянным развитием. Для него используется много точек учета, они имеют разные задачи, а средства учета могут быть пониженной точности. Измерительные приборы для технического учета допускаются и не занесенные в госреестр, их можно не пломбировать. Это позволяет изменять схему технического контроля соответственно с изменением схемы электроснабжения или производственных задач. В отличие от коммерческого учета технический учет не является основанием для денежных расчетов за электроэнергию.

В сетях 10 кВ специально для подключения счетчиков для коммерческого учета электроэнергии начали выпускать трансформаторы тока с тремя вторичными обмотками. Третья вторичная обмотка имеет самый высокий класс точности, и к ней подключаются только коммерческие счетчики.

Счетчики коммерческого учета электроэнергии устанавливаются, как правило, на границе разграничения балансовой принадлежности.

Контрольные вопросы

1. Для чего в сетях устанавливают трансформаторы тока?
2. Изобразите подключение однофазного счетчика через трансформатор тока в сети 380/220 В.
3. Изобразите подключение трехфазного счетчика прямого включения в сети 380 В.
4. Как циркулируют токи в счетчике по цепям тока и по цепям напряжения?
5. Подключите счетчик на 380 В, не совмещая цепи тока и напряжения.
6. Как измерить среднюю активную мощность потребителя по счетчику активной энергии?
7. Расставьте счетчики от потребителя до шин подстанции 10 кВ.
8. Как по показаниям счетчиков определить потери энергии в линии 10 кВ?
9. Как определить количество переданной энергии по счетчику в сети 10 кВ?
10. Какие напряжения и токи подводятся к счетчику в сети 10 кВ?

6. Измерение температуры

6.1. Классификация приборов для измерения температуры

В системах электроснабжения приходится измерять температуру контактных, особенно болтовых соединений, температуру масла в трансформаторах, температуру воздуха в закрытых ячейках распределительных устройств и в животноводческих помещениях [36]. Контроль за состоянием температуры и регулирование ее дает значительный экономический эффект за счет энергосбережения.

Изменение температуры любого тела может быть вызвано двумя способами, определяющими качественную и количественную сторону процесса:

- затратой энергии, получаемой от источников;
- теплообменом с окружающей средой.

Температура — это физическая величина, характеризующая тепловое состояние тела. По изменению температуры судят о состоянии здоровья живых организмов. Температура объекта зависит от соотношения поступающего тепла и рассеиваемого в окружающую среду.

При нагревании и охлаждении физические свойства различных тел изменяются, что позволяет использовать это для измерения температуры. Интересные выводы сделаны при наблюдении за живыми организмами. Змея, например, реагирует на разность температур до 1/1 000 градуса, что позволяет ей обнаружить добычу по тепловому излучению тела и определить расстояние для броска на жертву. Обыкновенный клоп отыскивает свою жертву, руководствуясь разностью температур между основанием и концом своего хоботка, то есть он обладает более точным измерительным органом, чем существующие измерительные приборы.

Человеку для измерения температуры пришлось создать специальные приборы, единицы и шкалы измерений. Международная система единиц СИ допускает применение двух температурных шкал:

- термодинамической, в которой отсчет ведется от абсолютного нуля ($-273,16^{\circ}\text{C}$), обозначаемой знаком T , а числовое значение — знаком K (Кельвин);
- международной практической, в которой отсчет ведется от температуры плавления льда до температуры кипения воды, обозначаемой знаком t , а числовое значение — $^{\circ}\text{C}$ (градус Цельсия). Для измерения используют зависимости характеристик тела от температуры.

Методы и приборы для измерения температуры разделяют на контактные и бесконтактные.

В производственных и бытовых условиях наибольшее распространение получили контактные методы измерения температуры. По принципу действия контактные приборы для измерения температуры делятся на термометры расширения, сопротивления, термосиловые, термоэлектрические.

Бесконтактное измерение температуры осуществляют пирометрами и тепловизорами.

6.2. Термометры расширения

Принцип действия термометров расширения основан на свойстве тел увеличивать линейные размеры при нагревании. В технике используют два вида таких термометров: жидкостные стеклянные и механические [35].

Жидкостные стеклянные термометры применяют для измерения температур от -30 до 500°C при заполнении внутренней полости ртутью и от -190 до 600°C при заполнении спиртом. Чувствительным элементом термометра является шарообразный или цилиндрический резервуар, где находится основная часть термометрической жидкости. Резервуар соединяется с капиллярным каналом стеклянной трубки. Расширяющаяся под действием тепла жидкость поднимается из резервуара по капиллярному каналу, и по величине подъема столбика определяют температуру среды.

В качестве термометрической жидкости лучшей является ртуть. Она не смачивает стекло и не образует вогнутость в капилляре, что позволяет легче отсчитывать показания. Пространство в капиллярной трубке над столбиком жидкости заполняют инертным газом. Расширение верхней части трубки предохраняет ее от разрыва в случае перегрева. Капилляр вместе со шкалой заключен в защитную стеклянную оболочку. Стеклянную оболочку в технических термометрах заключают в защитный чехол. Такие термометры используют для периодического измерения температуры верхних слоев масла в маломощных трансформаторах. Для этого в крышке бака трансформатора предусматривают специальное цилиндрическое гнездо.

Разновидностью ртутных технических термометров являются термосигнализаторы, которые имеют впаянные в стекло контакты, замыкающиеся при соприкосновении с ртутью. Kontakтами в таких термометрах служат проволоочки из платины, так как она не вступает в химическую реакцию с ртутью и имеет одинаковый со стеклом коэффициент температурного расширения. К этим контактам припаивают медные проводники для соединения с внешней цепью. Допустимая разрывная мощность контакта при силе переменного тока $0,04\text{ А}$ составляет 1 ВА . Полученный сигнал подают на вход полупроводниковых усилителей, выход с которых используют для регулирования температуры теплоносителей.

Биметаллические термометры расширения основаны на свойстве твердых тел изменять линейные размеры при изменении температуры. Они просты и надежны в эксплуатации [37]. Приборы этой системы применяют в качестве реле для сигнализации и регулирования температуры. По принципу работы они подразделяются на биметаллические и dilatометрические. В биметаллических термометрах чувствительный элемент — пластина, изготовленная из двух сваренных между собой по всей плоскости соприкосновения двух металлов с разными коэффициентами линейного расширения. Один конец термочувствительной пластины закрепляется неподвижно, а второй конец перемещается. Под действием температуры от протекания тока через биметаллическую пластину или через расположенный в непосредственной близости к пластине нагреватель один слой биметаллической пластины удлиняется больше другого, и она изги-

бається, воздействуя на контактный элемент. Такие термочувствительные пластины, изменяющие свое положение при нагревании, используются в автоматических выключателях в качестве тепловых расцепителей и в тепловых реле для защиты асинхронных электродвигателей от перегрузки (рис. 6.1) обычно в комплексе с магнитными пускателями.

Протекание тока перегрузки электродвигателя нагревает биметаллическую пластину 1, она изгибается, воздействует на защелку 2, которая освобождает traversу 3. Траверса под действием сжатой пружины 4 сдвигается и размыкает контакты 5 и 6, через которые получает питание магнитный пускатель, управляющий асинхронный электродвигатель. В тепловых реле предусмотрена регулировка тока срабатывания путем изменения зазора между биметаллической пластиной 1 и защелкой 2. Возврат теплового реле осуществляется вручную нажатием на traversу 3.

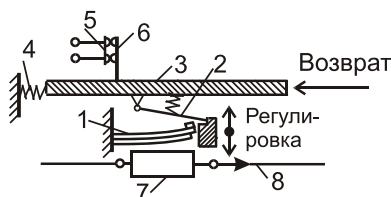


Рис. 6.1

Принцип работы теплового реле:

1 — биметаллическая пластина; 2 — защелка; 3 — traversa; 4 — пружина для размыкания контактов; 5 — неподвижный контакт; 6 — подвижный контакт; 7 — нагреватель; 8 — проводник силовой цепи электродвигателя.

Дилатометрический термометр основан на разности линейных расширений двух тел [38]. Чувствительным элементом является латунная трубка, обладающая большим коэффициентом линейного расширения по сравнению со стержнем, изготовленным из сплава инвар с малым коэффициентом температурного расширения (рис. 6.2). Инвар (лат.) — «неизменный», состоит из никеля (36%) и железа (64%).

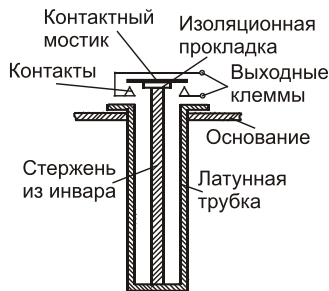


Рис. 6.2

Дилатометрическое реле

При нагревании латунной трубки длина ее увеличивается, и стержень, длина которого практически не изменяется, перемещается вслед за трубкой, замыкая контакты контактным мостиком. Дилатометрические термометры развивают большое усилие при изменении температуры и широко применяются в регуляторах прямого действия, воздействуя, например, на заслонку теплоносителя.

Зависимость длины твердого тела от его температуры выражается формулой

$$L = L_0(1 + \alpha t),$$

где L_0 — длина тела при температуре 0°C ; α — средний температурный коэффициент расширения тела (табл.6.1); t — температура материала.

Таблица 6.1

Средние температурные коэффициенты линейного расширения

Материал	$10^{-6}, ^\circ\text{C}^{-1}$	Материал	$10^{-6}, ^\circ\text{C}^{-1}$
Алюминий	24	Латунь	18,5
Железо	12,5	Никель	14
Инвар	3,5	Сталь	17
Кварц плавленный	0,55	Фарфор	3,5

Манометрический термометр по принципу действия основан на изменении объема жидкостей или газов при нагревании. Такие приборы не реагируют на внешние магнитные поля и позволяют измерять температуру среды дистанционно без промежуточных усилителей. Основная часть манометрических термометров — герметично замкнутая система, состоящая из термобаллона, дистанционного капилляра и упругого чувствительного элемента (рис. 6.3).

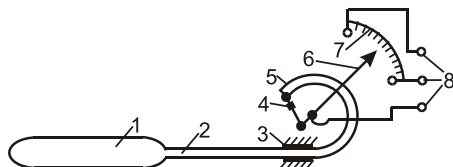


Рис. 6.3

Манометрический термометр:

1 — термобаллон; 2 — капилляр; 3 — держатель манометрической трубки; 4 — компенсатор; 5 — манометрическая трубка; 6 — стрелка; 7 — шкала; 8 — выводы для подключения электрической схемы.

При нагревании термобаллона 1 давление жидкости или газа внутри замкнутой измерительной системы увеличивается. Увеличение давления воспринимается манометрической трубкой 5, один конец которой укреплен в держателе 3, а второй перемещается в зависимости от величины давления и воздействует через передаточный механизм на стрелку 6. Биметаллический компенсатор 4 уменьшает погрешность термометра при изменении температуры окружающей среды.

Газовые манометрические термометры заполняют инертным газом (азот, гелий). Плотность газов мала, поэтому разница по высоте расположения манометрической трубки и термобаллона элемента не оказывает влияния на показания.

Жидкостные манометрические термометры заполняют, например, метиловым спиртом, они просты и надежны в эксплуатации. Недостатком является значительная инерционность и зависимость погрешности от перепада давления, возникающего при разном уровне установки термобаллона и манометрической трубки.

На мощных трансформаторах и автотрансформаторах манометрические термометры устанавливают для включения количества охлаждающих вентиляторов в зависимости от температуры верхних слоев масла в баке. Термобаллон устанавливается в гнезде на крышке бака трансформатора, а манометрическая трубка со шкалой — на боковой стенке масляного бака.

6.3. Термометры сопротивления

При изменении температуры электрическое сопротивление проводника изменяется в связи с тем, что число носителей тока — электронов проводимости — в металлах очень велико и не зависит от температуры. При увеличении температуры возрастает рассеяние электронов на неоднородностях кристаллической решетки, обусловленное увеличением тепловых колебаний ионов около своих положений равновесия. Вследствие этого увеличивается электрическое сопротивление с увеличением температуры. Статическая характеристика термометров сопротивления может быть записана формулой

$$R_t = R_{20}[1 + \alpha(t - 20)],$$

где R_t — сопротивление проводника при температуре t , Ом; R_{20} — сопротивление проводника при температуре 20°C , Ом; α — температурный коэффициент, Ом/ $^\circ\text{C}$. Для меди $\alpha = 0,04$ Ом/ $^\circ\text{C}$. Это значит, при изменении температуры на 1°C сопротивление меди возрастет (или уменьшится) на $0,04 R_{20}$.

На использовании этого явления построены термометры сопротивления. Чувствительный элемент у них — тонкая проволока из химически чистой меди или платины, по изменению сопротивления которой судят о температуре нагрева. К достоинствам термометров сопротивления можно отнести:

- надежность в условиях вибраций и высоких температур;
- возможность дистанционного измерения температуры;
- использование одного вторичного прибора с переключателем на несколько точек измерения.

К недостаткам относится значительная инерционность [39].

Термометры сопротивления платиновые (ТСП) применяются для измерения температур от -200 до $+600^\circ\text{C}$. Чувствительный элемент медных термометров (ТСМ) представляет собой обмотку из медной проволоки диаметром $0,1 \dots 0,2$ мм, намотанную на цилиндрический каркас из пластмассы и загерметизированную с помощью фторопластовой пленки и лака и помещенную в металлическую гильзу с керамическим порошком. Он измеряет температуры от -50 до $+180^\circ\text{C}$. Чувствительный элемент подключается к источнику тока, величина которого чаще всего измеряется логометром или уравновешенным мостом.

Особо следует выделить нелинейные электрические сопротивления — терморезисторы, которые в отличие от металлов при повышении температуры умень-

шают свое сопротивление (термисторы) или увеличивают сопротивление (позисторы). Терморезисторы изготавливаются на основе полупроводникового оксида металлов, спрессованного для получения заданной формы. Они имеют большой температурный коэффициент сопротивления (ТКС). Терморезисторы имеют нелинейную вольтамперную характеристику, высокую температурную чувствительность по сравнению с другими датчиками температуры. Типовой диапазон температур термисторов от -60 до $+150^{\circ}\text{C}$, для некоторых образцов от -60 до $+300^{\circ}\text{C}$.

Терморезисторы с положительным температурным коэффициентом сопротивления называются позисторами (рис. 6.4). Преимущества термосопротивлений — малые габариты и большой температурный коэффициент сопротивления. Позисторы встраиваются в обмотки статоров асинхронных двигателей. Устанавливают их в лобовой части обмоток на каждую фазу и соединяют последовательно.

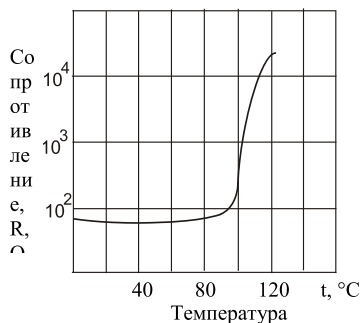


Рис. 6.4
Характеристика позистора СТ14-1Б

Как следует из графика, при температуре 100°C сопротивление позистора возрастает скачкообразно. Это изменение температуры чувствует полупроводниковая схема и действует на отключение электродвигателя.

6.4. Термосиловые датчики температуры

Термосиловые датчики с твердым наполнителем предназначены для преобразования изменения температуры окружающей жидкости в перемещение (ход) штока датчика. Принцип действия датчика основан на изменении объема воскообразных веществ (парафины, церезины), которые входят в состав наполнителя — смеси этих веществ с металлическим порошком, при изменении их температуры (рис. 6.5).

В пределах небольшого температурного интервала изменение объема наполнителя, пропорциональное изменению температуры датчика, преобразуется в перемещение штока. Датчик состоит корпуса-гильзы 1 с глухим дном и направляющей втулки 5, имеющей сквозное отверстие. Между ними закреплена упругая резиновая вставка 3 с уплотнительным кольцом 4. Внутри втулки 5 проходит подвижный шток 6.

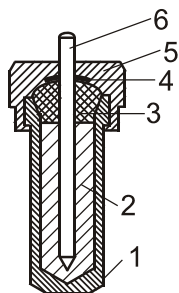


Рис. 6.5

Термосилового датчик:

1 — корпус; 2 — термочувствительный наполнитель; 3 — упругая вставка; 4 — уплотнительное кольцо; 5 — направляющая втулка; 6 — шток.

Замкнутый герметичный объем, образованный внутренней поверхностью корпуса — гильзы 1 и упругой вставкой 3, заполнен твердым термочувствительным наполнителем 2.

При повышении температуры контролируемой среды выше установленной увеличивается объем термочувствительного наполнителя, а следовательно, давление на упругую резиновую вставку, что приводит к перемещению штока.

Такие датчики нашли широкое применение в термостатах для автомобильных двигателей, что обеспечивает ускоренный прогрев двигателя в зимнее время. При этом в два раза сокращается время прогрева салона автомобиля.

В Костромской ГСХА разработано устройство для измерения температуры верхних слоев масла термосиловым датчиком и отключения силового трансформатора при достижении критической температуры масла и соответственно обмоток и магнитопровода трансформатора 10/0,4 кВ, а также при превышении допустимого тока в нулевом проводе (рис. 6.6).

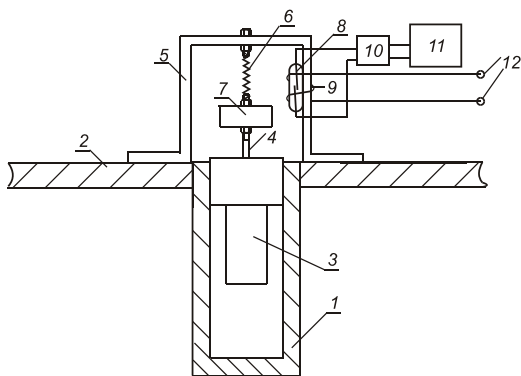


Рис. 6.6

Защита трансформатора с термосиловым датчиком

В гнездо для термометра 1, расположенное на крышке трансформатора 2, установлен термосиловой датчик 3. Нижней частью термосилового датчик 3 находится под крышкой 2, измеряя температуру верхних слоев масла через стенки гнезда для термометра. Для уменьшения температурного перепада гнездо 1 заполняется трансформаторным маслом. Для возврата подвижного штока 4 термосилового датчика в исходное положение предназначены: закрепленная на крышке металлическая скоба 5 и возвратная пружина 6. На конце штока 4 закрепляется постоянный магнит 7. На скобе 5 закреплен геркон 8, вокруг которого намотана обмотка 9, включенная через клеммы 12 во вторичную цепь трансформатора тока в нулевом проводе трансформатора. Контакты геркона 8 через усилитель 10 включены в цепь отключающей катушки коммутационного аппарата 11 [40].

При предельном превышении температуры верхних слоев масла в баке термочувствительный наполнитель внутри термосилового датчика 3 расширяется и выталкивает шток 4. Под действием магнитного поля постоянного магнита 7 контакты геркона 8 замыкаются и сигнал передается через усилитель 10 на отключающую катушку коммутационного аппарата 11. При несимметричной нагрузке по обмотке 9 начинает протекать ток нулевого провода, который создает магнитный поток, замыкающий контакты геркона 9, которые через усилитель 10 подают сигнал на отключающую катушку коммутационного аппарата 11.

6.5. Термоэлектрические термометры

Термоэлектрическим термометром называют цепь из двух разнородных проводников, концы которых соединены. Измерение температуры термоэлектрическими термометрами основано на использовании термоэлектрического эффекта (эффекта Зеебека), заключающегося в генерировании термоэлектродвижущей силы (термо-ЭДС), возникающей из-за разности температур между двумя соединениями различных металлов или сплавов, образующих часть одной и той же цепи. При термоэлектрических явлениях происходит прямое преобразование тепловой энергии в электрическую, что привлекает исследователей.

Эффект Зеебека в металлах имеет две составляющие: одна из них связана с диффузией электронов, а другая обусловлена их фотонным увлечением. Диффузия электронов вызывается тем, что при нагревании металлического проводника с одного конца на этом конце оказывается много электронов с высокой кинетической энергией, а на другом мало. Электроны с высокой энергией диффундируют в сторону холодного конца до тех пор, пока дальнейшей диффузии не воспрепятствует отталкивание со стороны избыточного отрицательного заряда накопившихся здесь электронов. Этим накоплением заряда и определяется компонента термо-ЭДС, связанная с диффузией электронов.

Компонента, связанная с фононным увлечением, возникает по той причине, что при нагревании одного конца проводника на этом конце повышается энергия тепловых колебаний атомов. Колебания распространяются в сторону более холодного конца, и в этом движении атомы, сталкиваясь с электронами, передают им часть своей повышенной энергии и увлекают их в направлении распространения фононов — колебаний кристаллической решетки. Соответствующим накоплением заряда определяется вторая составляющая термо-ЭДС.

Оба процесса (диффузия электронов и их фононное увлечение) обычно приводят к накоплению электронов на холодном конце проводника. В этом случае удельная термо-ЭДС по определению считается отрицательной. Наибольшие термо-ЭДС характерны для термопар, составленных из металлов с удельными термо-ЭДС противоположного знака. В этом случае электроны в обоих металлах движутся в одном и том же направлении.

Если цепь состоит из двух разнородных металлов, то она называется термопарой, а места соединения проводников — спаями. Спай образуется при сваривании контактов термоэлектродов.

Возьмем кольцевой проводник, состоящий из двух металлов А и Б, и нагреем места их соединения соответственно до температуры T_1 и T_2 так, чтобы T_1 была больше, чем T_2 (рис. 6.7). В горячем спае такой термопары ток идет от металла Б в металл А, а в холодном спае из металла А в металл Б. Принято считать в таком случае, что термо-ЭДС металла А положительна по отношению к металлу Б.

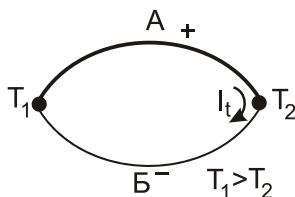


Рис. 6.7

Кольцевой проводник, составленный из двух разных металлов

Приведем значения термо-ЭДС в милливольтках, развиваемой термопарой, в которой одним термоэлектродом служит металл, а другим платина, разность температур спаев равна $1\,000^\circ\text{C}$. Знаки + или –, стоящие перед цифровыми данными термо-ЭДС, указывают полярность ее относительно платины (табл. 6.2).

По приведенной таблице легко подсчитать термо-ЭДС, развиваемую термопарой, составленную из любых металлов. Она будет равна алгебраической разности термо-ЭДС двух термоэлектродов. Например, термо-ЭДС пары висмут — сурьма, составит $+4,7 (-6,5) = 11,2$ мВ, а пары железо—алюминий $+1,6 (+0,38) = 1,22$ мВ.

Таблица 6.2

Значения термо-ЭДС относительно платины

Металл	ЭДС, мВ	Металл	ЭДС, мВ	Металл	ЭДС, мВ
Сурьма	+4,7	Золото	+0,73	Никель	–1,64
Железо	+1,6	Серебро	+0,71	Константан (сплав меди и никеля)	–3,4
Кадмий	+0,9	Олово	+0,41		
Цинк	+0,7	Алюминий	+0,38	Висмут	–6,5
Медь	+0,74	Кобальт	–1,52		

Если температуру холодного спая термопары поддерживать постоянной, термо-ЭДС будет изменяться приблизительно пропорционально температуре горячего спая. Это дает возможность применять термопары для измерения тем-

пературы. Термоэлектрический термометр состоит из термопары, осуществляющей преобразование температуры в электрическое напряжение, удлиняющих проводов, вторичного прибора для измерения термо-ЭДС. Термо-ЭДС зависит только от материала термоэлектродов и разности температур.

Один из спаев термопары находится при постоянной температуре, например при 0°C . Второй горячий спай погружен в среду, температуру которой надо измерить. Один из термоэлектродов разрезается, и к его концам подключается измерительный прибор. При этом температура концов должна быть одинаковой.

Если температура спаев различна, то в цепи будет протекать постоянный ток под действием термо-ЭДС:

$$E = \alpha(T_1 - T_2),$$

где α — коэффициент пропорциональности (коэффициент Зеебека), зависит от природы обоих металлов, образующих термопару; T_1 и T_2 — соответственно температура нагретого и холодного концов спая термопары.

К термопаре можно подключать не только измеритель температуры, но и небольшую нагрузку, например, усилитель (рис. 6.8).

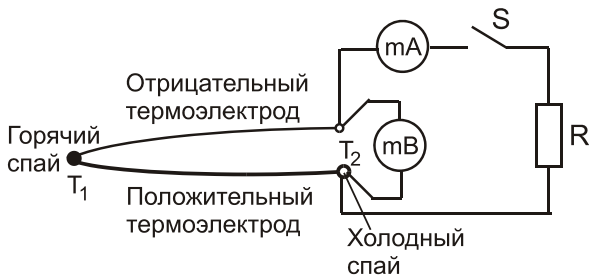


Рис. 6.8

Подключение нагрузки к термопаре

С середины прошлого столетия пытались применить термоэлементы для энергетических целей путем использования батареи из последовательно соединенных термоэлементов. Такой агрегат может найти применение при достаточно высоком КПД и сохранять свои свойства при длительной эксплуатации. Но вследствие несовершенства нагревательных устройств не вся тепловая энергия топлива поступает к горячим спаям термоэлементов. Кроме того, вследствие теплопроводности термоэлектродных материалов значительная часть тепла бесполезно расходуется, уходя от нагревателя через термоэлектроды к холодильнику. Часть электрической энергии, возникшей в результате термоэлектрического эффекта, расходуется на преодоление внутреннего сопротивления термоэлемента. Поэтому полный КПД термогенератора получается низким (равен долям процента).

Более высокие термо-ЭДС создает ряд веществ с полупроводниковыми свойствами. Но применение веществ с полупроводниковыми свойствами затрудняется из-за их хрупкости, легкой окисляемости, трудностью создания в горячем и холодном спаях контактов, устойчивых в условиях эксплуатации. Поэтому создать термоэлементы с достаточным КПД и с высоким сроком службы сложно.

6.6. Бесконтактное измерение температуры пирометром

Бесконтактные методы используют тепловое излучение, которое существует в любых телах при любых температурах. Приборы, основанные на этом принципе, называются пирометрами. По способу измерения теплового излучения их разделяют на оптические, радиационные и цветовые. Применение пирометров перспективно для дистанционного определения температуры батареи отопления, нагревательного элемента, контактного элемента, провода, распределения температуры по высоте бака трансформатора.

В настоящее время промышленность выпускает в больших количествах передатчики, с помощью которых можно определять температуру, например помещения, на любом расстоянии. Для этого используют беспроводной датчик температуры и антенну. Основные функции датчика температуры:

- контроль температуры воздуха в 2 точках;
- контроль наличия напряжения в сети 220 В;
- оповещение о любых критических изменениях по SMS на мобильный телефон;
- отправка данных всех датчиков по запросу;
- встроенные реле (3 шт.) для управления электроприборами с помощью SMS;
- работа с протоколом обмена RS-485.

Во многих случаях при эксплуатации электрооборудования необходимо знать температуру элементов под напряжением. Для этих целей удобно использовать пирометры.

Пирометрией называют совокупность методов измерения температуры нагретых тел по их излучению. Значит, пирометры — это приборы, предназначенные для бесконтактного измерения температуры на расстоянии. Принцип действия пирометров базируется на том, что все материальные тела излучают электромагнитную энергию, а интенсивность и спектр этой энергии напрямую зависят от их температуры. Пирометры определяют характеристики электромагнитного излучения и на их основании автоматически вычисляют, до какой температуры нагрет объект измерения.

Только в 60-х годах прошлого столетия были сделаны физические открытия, на основании которых удалось разработать компактные и удобные пирометры, подходящие для практического применения.

В пирометрах используются два метода измерения температуры нагретых тел: оптический и радиационный. Радиационная пирометрия использует зависимость энергетической яркости (интенсивности) излучения от температуры в ограниченном диапазоне волн, чаще всего в инфракрасном диапазоне. Соответственно приборы, использующие этот метод, называются инфракрасными термометрами, инфракрасными радиометрами или инфракрасными пирометрами.

Принцип, на котором основывается радиационная пирометрия, прост: поскольку яркость излучения объекта прямо пропорциональна температуре, измерив и пересчитав яркость, можно получить точное значение температуры. Ключевым узлом пирометра, использующего этот метод, является датчик, который

преобразует тепловую энергию в электрический сигнал (ток или напряжение). Тепловой луч фокусируется оптической системой, получившийся на выходе датчика сигнал обрабатывается, а результат изображается чаще всего на цифровом дисплее (рис. 6.9) [41].

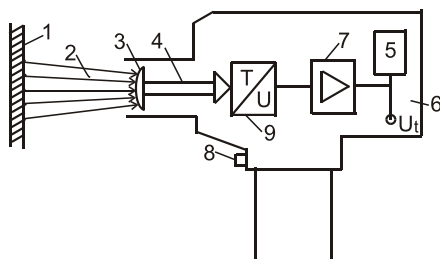


Рис. 6.9

Упрощенная схема пирометра:

1 — объект измерения; 2 — тепловое излучение; 3 — оптическая система; 4 — зеркало; 5 — измерительно-счетное устройство; 6 — корпус; 7 — электронный преобразователь; 8 — кнопка; 9 — датчик.

Основным достоинством радиационных пирометров является простая конструкция, следовательно, умеренная цена, высокая надежность и компактность. Другое преимущество радиационных пирометров — хорошая разрешающая способность. Эти пирометры идеально подходят для измерения температур ниже 300...400°C, они могут измерять температуры до -50°C.

Существенным недостатком радиационных пирометров является зависимость результатов измерения от излучательной способности объекта. На величину излучательной способности оказывает влияние состояние объекта (твердое тело, жидкость или газ), поверхность (гладкая или шероховатая), наличие защитных покрытий, пленок, естественной ржавчины, накали и других факторов.

Погрешность, вызванную отклонениями излучательной способности, можно компенсировать. Для этого современные пирометры оснащаются специальными регуляторами, позволяющими подстраивать прибор под свойства конкретного объекта. Наличие такого регулятора позволяет корректировать результаты измерений и добиваться высокой точности при измерении температуры различных объектов.

Простые пирометры не имеют приспособлений для прицеливания и поэтому могут использоваться только на небольших расстояниях (если расстояние увеличить, диаметр измеряемого пятна становится слишком большим для обеспечения достаточной точности измерения). Более сложные модели оснащены специальными инструментами для точного наведения. Обычно это лазерные указки, состоящие из одного или нескольких лучей, и оптические видоискатели.

Портативные пирометры обладают очень широкой сферой применения, рассмотрим только некоторые из них:

— в электроэнергетике для диагностики контактных соединений под напряжением при изменении нагрузки, для оценки состояния линий электропе-

редачи, трансформаторов, радиаторов и изоляторов. При ослаблении контактного нажатия в месте соединения двух металлов увеличивается переходное сопротивление. В месте увеличения переходного сопротивления выделяется активная мощность ($I_c = \frac{U_c}{Z_f}$, $I_c = -1,553X \cdot 10^{-3} - 8,88i \cdot X \cdot 10^{-4}$ А), что приводит к

расширению металлов в месте соединения больше, чем на соседних участках. Переходное сопротивление еще больше возрастает. Выделяющаяся мощность вызывает нарушение контактного соединения, поэтому необходимо своевременно выявлять дефектные контактные соединения. С помощью пирометра легко определяются участки перегруженных кабелей и других элементов электропроводки, что позволяет быстро локализовать это место. В быту пирометры используют для измерения температуры батареи отопления, определения мест утечек тепла в дверных проемах и оконных рамах, температуры тела, при приготовлении пищи.

6.7. Бесконтактное измерение температуры тепловизором

Тепловизоры находят все более широкое применение, поэтому следует представлять основные термины и определения.

Тепловой неразрушающий контроль — неразрушающий контроль, основанный на регистрации температурных полей объектов контроля.

Термография (термовидение) — метод получения информации об объекте путем бесконтактной регистрации всех видов излучения объекта в инфракрасном диапазоне спектра.

Тепловизор — прибор, регистрирующий излучение объекта в инфракрасном диапазоне и преобразующий тепловое излучение в видимое.

Термограмма — инфракрасное изображение температурного поля объекта контроля.

Тепловая аномалия — локальное отклонение распределения теплового излучения объекта от нормы.

Контактное соединение — токоведущее соединение (болтовое, сварное, методом обжатия).

Превышение температуры — превышение измеренной температуры нагрева над температурой окружающего воздуха.

Избыточная температура — превышение измеренной температуры узла контролируемого объекта над температурой аналогичных узлов других фаз.

Использование тепловизоров требует больших капитальных вложений, поэтому все еще используют такие виды эксплуатационного измерения температуры в эксплуатации электрооборудования электрических сетей:

— *визуальный контроль* производится по цвету объекта, испарению влаги и таяния снега на поверхности объекта;

— *тепловой контроль рукой* может осуществляться только на отключенном оборудовании, опасен и груб;

— *термокраски и термопленки*, изменяющие свой цвет в зависимости от температуры. Этот метод эффективен для контроля ограниченного участка (болтового соединения), требует снятия напряжения при установке и замене пленки;

— *термоиндикаторы* — представляют собой пружинную проволоку, припаянную легкоплавким припоем к объекту контроля. При достижении температуры плавления припой пружина разжимается и поднимает флажок, сигнализируя обслуживающему персоналу о нарушении контактного давления;

— *термосвечи* — вставляются в изолирующую штангу, имеют температуру плавления 60...70°C. При касании токопровода с высокой температурой свеча оплавляется. Метод позволяет оценить только одно пороговое значение температуры;

— *цифровые термометры* — измеряют температуру проводников только при снятом напряжении.

Наибольшее распространение в энергетике получают инфракрасные методы контроля температуры с использованием тепловизоров [42]. Достоверность полученных результатов, оперативность в работе компенсируют высокую стоимость тепловизоров и оплату высококвалифицированного персонала. К преимуществам тепловизионных съемок относятся:

— высокая температурная разрешающая способность приборов;

— дистанционность измерения при полном исключении механического контакта и нарушения поля температур измеряемого объекта;

— возможность обнаружения внутренних дефектов по измерениям возмущений поля температур по поверхности конструкции:

— высокая пространственная разрешающая способность приборов;

— возможность обзора одним и тем же прибором малых (размером несколько миллиметров) и очень больших объектов;

— большой диапазон температур, охватываемый одним и тем же прибором.

Метод тепловизионного контроля позволяет выявить следующие неисправности электрооборудования (табл. 6.3).

Таблица 6.3

Выявляемые тепловизором неисправности электрооборудования

Оборудование	Выявляемые неисправности
Трансформаторы	1. Очаги возникновения магнитных полей рассеяния. 2. Образование застойных зон в баках трансформаторов. 3. Дефекты вводов. 4. Оценка эффективности работы систем охлаждения
Коммутационная аппаратура	1. Перегрев контактов токоведущих шин, рабочих и дугогасительных камер. 2. Состояние внутрибаковой изоляции выключателей. 3. Дефекты вводов, делительных конденсаторов. 4. Трещины опорносержневых изоляторов
Трансформаторы тока	1. Перегрев контактных соединений. 2. Ухудшение изоляции обмоток. 3. Перегрев магнитопроводов

Оборудование	Выявляемые неисправности
Ограничители перенапряжений	1. Нарушение герметизации элементов. 2. Неправильная комплектация элементов
Конденсаторы	Пробой секций элементов
Высоочастотные заградители	Перегревы контактных соединений
КРУ, КРУН	Перегревы контактных соединений выключателей, разъединителей, трансформаторов тока, кабелей, токоведущих шин
Кабели	Перегрев силовых кабелей, оценка пожароопасности
Воздушные ЛЭП	Перегревы контактных соединений проводов

Рассмотрим основные неисправности в трансформаторах. Магнитные поля рассеяния разогревают близко расположенные металлические детали, их температура увеличивается, что обнаруживается при тепловизионном контроле. При образовании застойных зон масло в них не циркулирует, поэтому температура в них выше, чем в других местах. Дефекты вводов трансформаторов чаще всего бывают двух типов:

- нарушается контактное соединение ввода с подводящим проводом;
- через трещину даже внутри ввода протекает небольшой ток, который разогревает ввод, что можно обнаружить только при тепловизионном контроле.

В системах охлаждения трансформаторов были случаи, когда на трансформаторах 35/10 кВ был засорен патрубок крепления радиатора к баку и один из радиаторов не участвовал в охлаждении масла.

При проведении тепловизионного контроля следует учитывать солнечную радиацию, скорость ветра, значение токовой нагрузки, магнитных полей в месте измерения, расстояние до объекта и его размер.

Например, при ИК-контроле можно судить о работоспособности термосифонных фильтров (ТФ) трансформаторов. ТФ предназначен для непрерывной регенерации масла в процессе работы трансформатора. Движение масла через фильтр с адсорбентом (силикагелем) происходит под действием тех же сил, которые обеспечивают движение масла через охлаждающие радиаторы, т. е. под действием разности плотности горячего и холодного масла. ТФ присоединен параллельно трубам радиатора системы охлаждения, и поэтому у работающего фильтра температуры на входе и на выходе, если трансформатор нагружен, должны отличаться между собой. В налаженном фильтре имеет место плавное повышение температуры по его высоте.

6.8. Принцип действия тепловизора

Любой объект излучает электромагнитные волны в широком диапазоне частот, в том числе и волны в инфракрасном спектре, так называемое тепловое излучение. При этом интенсивность теплового излучения напрямую зависит от температуры объекта. Люди всегда могли чувствовать инфракрасное излучение. Нервные окончания человеческой кожи могут регистрировать изменение температуры величиной $\pm 0,009^{\circ}\text{C}$.

Инфракрасное излучение является частью оптического излучения и занимает в спектре электромагнитных волн диапазон, характеризуемый длинами волн от 0,76 до 1 000 мкм. В оптическое излучение также входит рентгеновское излучение (0,01...5 нм), ультрафиолетовое (0,005...40 мкм) и видимое (0,40...0,76 мкм). Видимое излучение имеет следующие длины волн, расположим их по цветам радуги из известной поговорки (Каждый Охотник Желает Знать, Где Сидит Фазан): красное (0,76...0,62 мкм), оранжевое (0,62...0,59 мкм), желтое (0,59...0,56 мкм), зеленое (0,56...0,5 мкм), голубое (0,5...0,48 мкм), синее (0,48...0,45 мкм) и фиолетовое (0,45...0,4 мкм).

При помощи тепловизионного прибора о любом наблюдаемом объекте может быть собрана и визуализирована дополнительная информация, недоступная человеческому глазу и приборам. Тепловизор — устройство, позволяющее визуализировать картину теплового излучения наблюдаемого, видеть рельефы в темноте, а также холодные и горячие потоки. При этом красным цветом обозначаются максимально высокотемпературные участки, черным или синим — низкотемпературные (рис. 6.10).

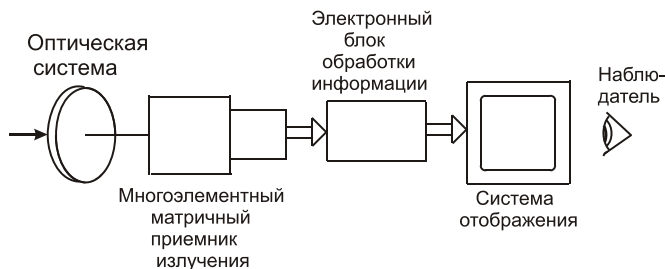


Рис. 6.10

Обобщенная структурная схема тепловизора

Принцип действия современных тепловизоров основан на способности некоторых материалов фиксировать излучение в инфракрасном диапазоне. Посредством оптического прибора, в состав которого входят линзы, изготовленные с применением редких металлов (таких как германий), тепловое излучение объектов проецируется на матрицу датчиков, чувствительных к инфракрасному излучению. Далее сложные микросхемы считывают информацию с этих датчиков и генерируют сигнал, где разной температуре наблюдаемого объекта соответствует разный цвет изображения. В зависимости от модели тепловизоры различаются по величине шага измеряемой температуры. Современные технологии позволяют различать температуру объектов с точностью до 0,05...0,1 К.

Многие тепловизоры оснащены объектами памяти для записи полученного видеоизображения картины теплового излучения, производительными микропроцессорами, позволяющими осуществлять в режиме реального времени полученное в результате сканирования изображение инфракрасного излучения.

В некоторых моделях тепловизоров информация записывается в память устройства и может быть считана через интерфейс подключения к компьютеру. Такие тепловизоры обычно применяют в паре с ноутбуком и программным

обеспечением, позволяющим принимать данные с тепловизора в режиме реального времени.

Тепловизор должен входить в стандартный набор инструментов технических инженеров, осуществляющих тепловой контроль на предприятии. Небольшие размеры и вес таких тепловизоров позволяют применять их, когда доступ к оборудованию затруднен. Алгоритм работы тепловизора состоит из трех этапов:

1. Фиксация инфракрасного излучения.
2. Преобразование его в температурные величины.
3. Формирование термограммы — теплового изображения объекта,

отображающего распределение температуры на поверхности объектов.

Причем действия эти происходят мгновенно.

Контрольные вопросы

1. Для чего необходимо контролировать температуру контактных соединений?
2. На каком принципе действует пирометр?
3. На каком принципе действует термоэлектрический термометр?
4. Где используются термосиловые датчики температуры? Принцип их действия.
5. В каких элементах электрооборудования применяют биметаллические датчики температуры?
6. Принцип действия манометрического термометра.
7. Где и для чего устанавливают термометры сопротивления?
8. На каком принципе действуют dilatометрические термометры?
9. Как зависит длина твердого тела от температуры?
10. Какие дефекты в трансформаторе можно обнаружить тепловизором?

7. Измерительные органы в релейной защите

7.1. Измерительные органы в защитах линий электропередачи и потребителей в сетях 0,38 кВ

Непрерывное измерение параметров работы электрооборудования осуществляет релейная защита — это основной вид электроавтоматики в электрических сетях и у потребителей, реагирующей на отклонение параметров от рабочих режимов и действующей на сигнал обслуживающему персоналу или/и на отключение электроустановки.

В электрических сетях 0,38 кВ непрерывное измерение величины тока осуществляют предохранители с плавкими вставками, автоматические выключатели (автоматы), полупроводниковые защиты. Предохранители и автоматы включаются в рассечку силовой сети, а полупроводниковые защиты подключаются к силовой сети через промежуточные малогабаритные трансформаторы, преобразующие ток в напряжение.

Предохранители с плавкими вставками представляют собой местное умышленное снижение сечения провода, чтобы при аварийном увеличении тока в силовых проводах плавкая вставка расплавилась быстрее, чем проводники, и персонал знал, в какой фазе произошло превышение тока, а затем отыскивать место повреждения. Плавкие вставки выполняют из меди, цинка, свинца, серебра. Плавкие вставки обеспечивают предохранителям обратозависимую от тока защитную характеристику, чем больше ток, тем меньше время срабатывания. Это объясняется тем, что количество тепла Q , выделяемое на участке любого проводника, пропорционально квадрату тока и определяется по формуле

$$Q_{\text{вст}} = I_{\text{наг}}^2 R_{\text{вст}} t,$$

где $I_{\text{наг}}$ — ток нагрузки потребителя, протекающий через плавкую вставку; $R_{\text{вст}}$ — сопротивление плавкой вставки; t — время протекания тока через плавкую вставку.

Сечение плавкой вставки значительно меньше сечения одинаковой длины подключенного к предохранителю провода, поэтому $R_{\text{вст}} > R_{\text{пр}}$, при этом в зоне плавкой вставки выделяется значительно больше энергии, и ее плавление происходит раньше, чем подключенных к ней проводов.

Количество тепла $Q_{\text{вст}}$ — это количество энергии, выделяемое в плавкой вставке, вставка расплавляется при $Q_{\text{вст}} = Q_{\text{плав}}$. Однако при токах меньше тока срабатывания вставки количество тепла, выделяемое в ней, уравнивается количеством тепла, рассеиваемого с поверхности предохранителя $Q_{\text{вст}} = Q_{\text{рас}}$. При токах, незначительно превосходящих номинальный ток вставки, время для достижения $Q_{\text{плав}}$ большое (до 30 мин). С увеличением тока через вставку время ее плавления (срабатывания) снижается.

Для облегчения отключения больших токов коротких замыканий плавкая вставка, например, распространенных предохранителей ПН-2 засыпается сухим кварцевым песком. При этом возникающая дуга в момент перегорания вставки быстро гасится. Предохранители с кварцевым песком обладают токоограничивающими свойствами, это значит, что предохранитель срабатывает раньше, чем си-

нусоида тока при коротком замыкании достигнет своего амплитудного значения. Значит, время его срабатывания при больших токах коротких замыканий не превышает четверти периода тока, при частоте 50 Гц это составит меньше 0,005 с. Такое свойство позволяет использовать предохранители с кварцевым заполнением для защиты полупроводниковых силовых коммутационных устройств от коротких замыканий (диодов, тиристоров, симисторов). Для ускорения отключения небольших токов на середину плавкой вставки (где выделяется максимальное количество тепла) наносится оловянный шарик. Оловянный шарик плавится при температуре 230...235°C, молекулы олова при нагревании проникают между молекулами меди, и температура плавления вставки в месте размещения оловянного шарика снижается. Без оловянного шарика температура плавления меди превышает 10 000°C. Внешний вид защитной характеристики плавкой вставки такой же, как у теплового расцепителя автоматического выключателя (см. рис. 7.2).

При отсутствии калиброванных плавких вставок их временно можно заменить проволокой (табл. 7.1)

Таблица 7.1

Диаметры проволок временных плавких вставок [43]

Рабочий ток, А	Диаметр провода в мм			
	Медь	Алюминий	Сталь	Олово
10	0,25	0,305	0,55	0,85
20	0,39	0,485	0,87	1,33
30	0,52	0,64	1,15	1,77
40	0,63	0,77	1,38	2,14
50	0,73	0,89	1,6	2,45
60	0,82	1,0	1,8	2,8
70	0,91	1,1	2,0	3,1
80	1,0	1,22	2,2	3,4
90	1,08	1,32	2,38	3,65
100	1,15	1,42	2,55	3,9

Преимущества предохранителей перед автоматическими выключателями:

- большая коммутационная способность;
- малое время срабатывания, свойство ограничения тока, что позволяет их использовать для защиты полупроводниковых диодов и тиристоров;
- небольшая стоимость;
- исключена возможность залипания контактов или других скрытых повреждений, которые невозможно визуально определить.

Недостатки предохранителей:

- однократность действия, поэтому необходимо иметь запас калиброванных плавких вставок;
- при однофазном коротком замыкании на линии 380/220 В отключается одна фаза, и электродвигатели, подключенные к этой линии, при работе на двух фазах могут выйти из строя;
- отсутствует наглядность (не всегда) перегорания плавкой вставки.

Как и предохранители с плавкими вставками, непрерывное измерение тока нагрузки осуществляют автоматические выключатели (в обиходе автоматы), включаемые в расщелку силовой сети (рис. 7.1).

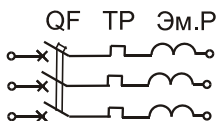


Рис. 7.1

Трехполюсный автоматический выключатель

Конструктивно автоматы имеют в корпусе силовые контакты, расцепители. В отличие от магнитных пускателей у силовых контактов автоматов установлены дугогасительные камеры, в которых дуга делится металлическими пластинами на небольшие по длине дуги, что ускоряет гашение.

Включение автоматов с номинальным током до 600 А осуществляется обычно вручную. Автоматы на большие токи включаются и отключаются приводом. В приводе для быстрого замыкания силовых контактов энергия запасается в растянутой пружине, в процессе включения при сжатии пружина замыкает силовые контакты и одновременно растягивает отключающую пружину. Обычно автоматы имеют тепловой (ТР) и электромагнитный (Эм.Р) расцепители (вместе их называют комбинированным расцепителем), некоторые автоматы имеют только тепловой или только электромагнитный расцепители. Расцепители — это устройства, непосредственно воздействующие на защелку (отключающую планку), освобождаящую энергию предварительно сжатой или растянутой отключающей пружины для быстрого разведения контактов.

Автоматические выключатели выпускаются в однополюсном, двухполюсном, трехполюсном и четырехполюсном исполнении. Рассмотрим защитную характеристику автомата с комбинированным расцепителем (рис. 7.2).

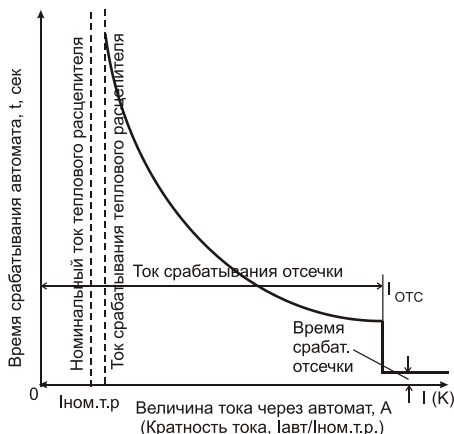


Рис. 7.2

Защитная характеристика автоматического выключателя

7.1.1. С комбинированным расцепителем

Тепловой расцепитель представляет собой биметаллическую пластину, нагреваемую либо непосредственно током нагрузки, либо нагревателем, расположенным в непосредственной близости от пластины. Как и у предохранителя с плавкой вставкой, защитная характеристика теплового расцепителя, обратноточная от тока.

Защитная характеристика электромагнитного расцепителя (отсечки) имеет ступенчатый вид. При токе, превышающем ток срабатывания отсечки, происходит резкое движение металлического сердечника внутри токовой катушки. Сердечник ударяет по механизму свободного расцепления, и автомат отключается примерно за один период протекания тока (0,02 с).

Чтобы на небольшом участке характеристики отразить большое значение тока, по оси времени и по оси тока срабатывания откладывают не истинные значения величин, а их логарифмы, тогда ось времени и тока начинается не с нуля, а, например, с 0,001 с.

Кратности тока отсечки (тока срабатывания электромагнитного расцепителя) в некоторых автоматах различаются буквами. Кратности тока такие:

- для характеристик с буквой *B* — $3...5I_{\text{НОМ}}$;
- с буквой *C* — $5...10I_{\text{НОМ}}$;
- с буквой *D* — $10...20I_{\text{НОМ}}$.

При маркировке автомата *B25* его отсечка имеет диапазон срабатывания 75...125 А, при маркировке *C25* его отсечка имеет диапазон срабатывания 125...250 А. Тепловой расцепитель автоматов не зависит от букв *B*, *C*, *D*, изменяется лишь порог срабатывания отсечки. При номинальном токе теплового расцепителя автомат не срабатывает. При токе $1,13I_{\text{НОМ}}$ не срабатывает в течение часа, при токе $1,45I_{\text{НОМ}}$ срабатывает в течение часа. По принципу действия тепловой расцепитель не отличается от принципа действия теплового реле, устанавливаемого в комплекте с магнитным пускателем. Но тепловое реле можно более точно отстроить от максимального тока нагрузки электродвигателя. Поэтому тепловые расцепители автоматов предназначены для отключения токов перегрузки и удаленных КЗ на протяженных линиях 380/220 В.

Преимущества автоматических выключателей перед предохранителями с плавкими вставками:

- удобнее в обслуживании, эстетичный внешний вид;
- не требуется замена элементов после отключения КЗ;
- при однофазном КЗ электроустановка полностью обесточивается, исключается неполнофазный режим работы;
- отсутствие видимого разрыва при выполнении ремонтных работ;
- требуется меньше времени на восстановление питания;
- время — токовые характеристики защиты от перегрузки автоматов более соответствуют защищаемому оборудованию.

Но при залипании контактов может выйти из строя оборудование, возникнуть пожар, пострадать люди.

Если при выборе устройств защиты на первое место будет поставлен критерий безопасности, то лучшим решением будет использование плавких вставок.

В последнее время получают широкое применение дифференциальные автоматы (дифавтоматы), совмещающие функции обычного автомата и устройства защитного отключения (УЗО) (рис. 7.3), что позволяет реагировать как на токи коротких замыканий, так на токи утечки через поврежденную изоляцию при случайном прикосновении к проводу или к корпусу с поврежденной изоляцией, а также при нарушении изоляции, что предотвращает пожары.

Для потребителей однофазного тока дифавтоматы выпускаются в двухполюсном исполнении, при этом через него проходят фазный и нулевой рабочий (не защитный) или PEN-проводники. В таком дифавтомате трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП) охватывает два провода. В четырехпроводных дифавтоматах в окно ТТНП заводятся три фазных и нулевой провода, что позволяет подключать после него несимметричную нагрузку.

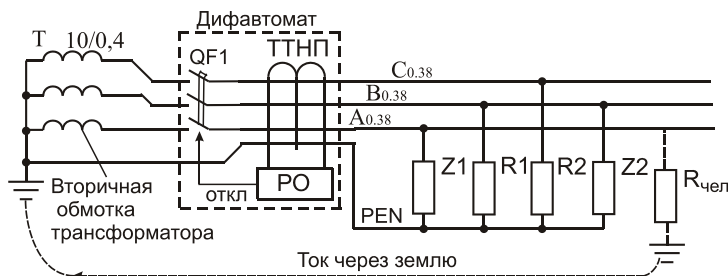


Рис. 7.3

Отключение четырехполюсного дифавтомата на линии 0,38 кВ

Дифавтомат в двухполюсном или четырехполюсном исполнении имеет дифференциальный трансформатор — ТТНП, в качестве первичных обмоток у которого являются один или три фазных и нулевой рабочий провод. Ко вторичной обмотке подключается реагирующий орган в полупроводниковом исполнении, который воздействует на механизм расцепления контактов дифавтомата. ТТНП и РО представляют собой УЗО. Четырехполюсный дифавтомат позволяет подключать любую симметричную и несимметричную нагрузку, когда токи в фазных проводах отличаются по величине и по фазе. В любом случае геометрическая сумма токов трех фазных проводов возвращается к источнику по нулевому проводу. Значит, сумма токов в окне магнитопровода ТТНП равна нулю, и дифавтомат не отключается.

В случае прикосновения к фазному проводу под напряжением через человека протекает ток через землю к нулевой точке питающего трансформатора. Тогда сумма токов в окне магнитопровода ТТНП не равна нулю, и РО воздействует на размыкание контактов автомата. То же самое происходит при нарушении сопротивления изоляции фазных проводников. Чтобы дифавтомат срабатывал надежнее, необходимо корпуса электроприемников соединять с нуле-

вой точкой питающего трансформатора защитным нулевым РЕ-проводником, который не должен заходить в окно ТТНП. Дифавтоматы выпускаются на токи срабатывания (токи утечки) 30, 60, 100 мА. Если дифавтомат имеет ток срабатывания 30 мА, то он реагирует на снижение сопротивления изоляции одного или двух проводов.

$$R_{\text{из}} = \frac{U_{\text{ФАЗ}}}{I_{\text{ср}}}; R_{\text{из}} = \frac{220}{0,03} = 7300 \text{ Ом.}$$

7.2. Построение релейной защиты присоединений свыше 1 000 В

7.2.1. Блок-схема релейной защиты присоединения

В сетях 6...10 кВ измерительные (реагирующие) органы релейной защиты подключаются к силовой сети через трансформаторы тока и через трансформаторы напряжения. Трансформаторы тока в высоковольтных сетях 10 кВ выполняются с двумя вторичными обмотками и с одной первичной обмоткой. К одной вторичной обмотке подключаются измерительные приборы (ИП), а ко второй вторичной обмотке подключаются токовые реагирующие органы релейной защиты. В последнее время начался выпуск трансформаторов тока на 6 и 10 кВ с тремя вторичными обмотками.

Питание на все элементы релейной защиты и привода выключателя подается от блока питания БП. БП может получать энергию от трансформаторов тока ТТ_А, ТТ_С, трансформаторов напряжения ТН, трансформатора собственных нужд ТСН. Трансформаторы тока могут сами являться источником питания соленоидов отключения в схемах с дешунтированием отключающей катушки. При использовании трансформаторов напряжения для отключения выключателя используют конденсаторы, в которых запасается энергия через выпрямительные мосты.

На новых подстанциях релейная защита присоединения даже на 10 кВ имеет довольно сложную схему (рис. 7.4)

Общеподстанционные элементы подключаются к шинам подстанции, они участвуют в работе релейной защиты и автоматики каждого присоединения:

ТН — трансформатор напряжения;

ТСН — трансформатор собственных нужд;

СЗЗ — сигнализация замыканий на землю; в сети 10 кВ;

V — вольтметр;

SA — переключатель вольтметра на фазные и линейные напряжения;

АЧР — автоматическая частотная разгрузка;

ЧАПВ — частотное автоматическое повторное включение при восстановлении частоты.

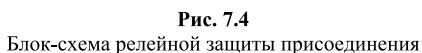
В ячейке присоединения установлены:

ВВ — вакуумный выключатель для коммутации токов нагрузки и токов коротких замыканий;

ШР1, ШР2 — силовые штепсельные разъемы на тележке выключателя;

ТТ_А, ТТ_С — трансформаторы тока в фазах А и С;

АПВ — автоматическое повторное включение.



116

7.2.2. Измерение частоты переменного напряжения

Измерение частоты переменного напряжения наиболее просто измерить вольтметром. Для этого к измеряемому напряжению с частотой f подключается цепочка из последовательно соединенных резистора R и конденсатора C , величины которых известны (рис. 7.5) [44].

Высокоомным вольтметром переменного тока поочередно измеряется напряжение на элементах

$$U_R = IR; U_C = I; X_C = I \frac{1}{\omega C} = I \frac{1}{2\pi f C},$$

Из обоих уравнений находим ток:

$$K_B = \frac{I_{\text{ВОЗ}}}{I_{\text{CP}}}; I = U_C 2\pi f C.$$

Объединим оба уравнения и найдем частоту:

$$I = \frac{U_R}{R} = U_C 2\pi f C; f = \frac{U_R}{U_C} \frac{1}{2\pi RC}.$$

Влияние вольтметра можно исключить, если изменение величины R добиться равенства напряжений $U_R = U_C$, тогда

$$f = \frac{1}{2\pi RC} = \frac{0,16}{RC}.$$

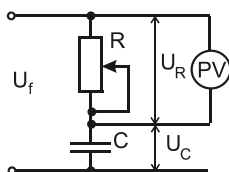


Рис. 7.5

Простейший частотомер

При неизменной емкости конденсатора переменный резистор можно снабдить шкалой с отсчетом в значениях частоты f .

Для практического определения текущей частоты удобны частотомеры со стрелочной шкалой. В их полупроводниковых схемах используется принцип заряда и разряда опорного конденсатора.

Электронно-счетные (цифровые) частотомеры измеряют частоту импульсных колебаний в широком частотном диапазоне от 10 Гц до 100 МГц при погрешности измерений не более 0,0005%.

На действующих электроустановках можно встретить электромагнитные резонансные частотомеры, в которых электромагнит имеет катушки, к которым подведено измеряемое напряжение. Электромагнит с подводимой частотой притягивает брусок, на котором размещен ряд гибких стальных пластинок, площадь поперечного сечения которых подобрана таким образом, что каждая следующая пластинка имеет частоту собственных колебаний на 0,5 Гц больше, чем предыдущая. Свободные концы пластинок введены в прорезь, имеющуюся на шкале прибора.

На подстанциях к трансформаторам напряжения подключается орган, реагирующий на снижение частоты. Он входит в состав автоматической частотной разгрузки (АЧР), которая подает сигнал на отключение выключателя. АЧР устанавливается для того, чтобы обеспечить поддержание частоты в энергосистеме, если нагрузка потребителей достигнет такой мощности, которую не могут выработать электростанции. Тогда токи статоров генераторов создают большой тормозной момент роторов, и они вращаются с частотой меньше номинальной, а это приводит к снижению производительности механизмов, особенно это опасно для агрегатов электростанций. Чтобы поддержать частоту в энергосистеме, принудительно без оповещения отключают сначала 1/3 часть нагрузки, токи генераторов снижаются, снижается их тормозной момент. Если частота продолжает снижаться, то срабатывает вторая очередь АЧР, которая отключает еще 1/3 часть нагрузки, и, наконец, в третью очередь АЧР отключает еще 1/3 потребителей. Остаются в работе только собственные нужды электростанций и объекты обороны страны.

При восстановлении частоты также в три очереди происходит автоматическое повторное включение потребителей устройством частотного АПВ (ЧАПВ).

7.3. Измерение тока органами, реагирующими на его увеличение

Непрерывное измерение протекающего по силовой цепи тока осуществляют реагирующие органы (РО) релейной защиты. РО преобразуют непрерывно изменяющийся аналоговый входной сигнал при определенном значении подведенной величины в дискретный (ступенчатый) выходной сигнал. В сетях 0,38 кВ токовые реле могут включаться в силовую сеть без трансформаторов тока. В сетях свыше 1 000 В РО подключаются только через трансформаторы тока. Проще всего преобразование входного сигнала в дискретный выходной сигнал проследить на электромеханическом реле тока, реагирующем на увеличение протекающего первичного или вторичного тока (рис. 7.6).

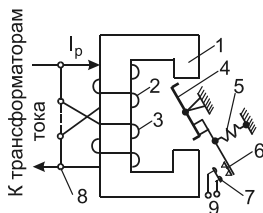


Рис. 7.6

Электромеханическое токовое реле:

1 — разомкнутый магнитопровод; 2 — первая токовая обмотка (катушка) с числом витков W ; 3 — вторая токовая катушка с числом витков также W ; 4 — подвижный якорь; 5 — противодействующая регулируемая пружина; 6 — подвижные контакты; 7 — неподвижные контакты на изолирующей пластине; 8 — клеммы выводов токовых катушек; 9 — клеммы для подключения логических органов (например, реле времени).

Две катушки токового реле могут включаться последовательно одной перемычкой (соединение их показано пунктиром) или параллельно двумя перемычками (соединение показано сплошными линиями). От трансформаторов тока провода подключаются к крайним клеммам. Известно, что при протекании тока I по катушке с числом витков W создается магнитодвижущая сила (МДС) $F = IW$. Под действием МДС через магнитные сопротивления R_{μ} магнитопровода I , воздушные зазоры и якорь 4 замыкается магнитный поток $\Phi = \frac{F}{R_{\mu}}$. Момент вращения ($M_{вр}$) якоря 4 в воздушном зазоре магнитопровода пропорционален квадрату магнитного потока $M_{вр} = k\Phi^2$. При определенном значении магнитного потока вращающий момент якоря преодолевает сопротивление противодействующей пружины 5, якорь поворачивается и замыкает контакты 7. Через эти контакты проходит сигнал на логические органы ЛО. $M_{вр}$, при котором контакты замыкаются, называется моментом срабатывания $M_{ср}$. Тогда моменту срабатывания соответствует магнитный поток срабатывания $M_{ср} = k\Phi_{ср}^2$. В свою очередь магнитный поток зависит от МДС срабатывания $\Phi_{ср} = \frac{F_{ср}}{R_{\mu}}$, а $F_{ср} = I_{ср}W$. Значит, при определенной величине тока $I_{ср}$ в катушках

замыкаются контакты. Можно считать, что при определенной МДС срабатывания $F_{ср}$ преодолевается сопротивление противодействующей пружины и контакты замыкаются. Тогда при последовательном соединении катушек $F_{ср} = I_{ср}2W$, но если катушки соединены параллельно, то число витков останется W , а ток через параллельно включаемые катушки допускается в два раза больше, чем через одну катушку. При параллельном включении катушек та же МДС срабатывания достигается удвоенным током $F_{ср} = 2I_{ср}W$, другими словами, при параллельном включении катушек ток срабатывания увеличивается в два раза по сравнению с последовательным включением катушек.

Рассмотрим релейные характеристики реагирующего органа. Для этого представим логическую связь между реагирующим и логическим органами (рис. 7.7) [45].

Пропустим через обмотки токового реле ток $I_{вх}$ от трансформаторов тока во времени так, что он сначала увеличивается, а затем снижается. До тех пор, пока входной ток меньше тока срабатывания, контакты реле разомкнуты и на выходе получаем логический нуль «0». К выдержке времени ВВ ток $I_{вых}$ не поступает. При возрастании тока в момент времени t_1 $I_{вх} = I_{ср}$ и на выходе реагирующего органа появляется логическая единица «1». $I_{вых}$ запускает выдержку времени ВВ. Логическая «1» удерживается на выходе РО и при снижении тока. Когда $I_{вх}$ снизится до значения $I_{ср}$, реле не возвращается в исходное положение из-за трения в подшипниках якоря, из-за остаточной намагниченности магнитопровода. И только при снижении $I_{вх}$ в момент времени t_2 до значения $I_{воз}$, контакты реле размыкаются, логическая «1» на выходе исчезает и превращается в логический «0», и к элементу выдержки времени ВВ ток $I_{вых}$ не поступает.

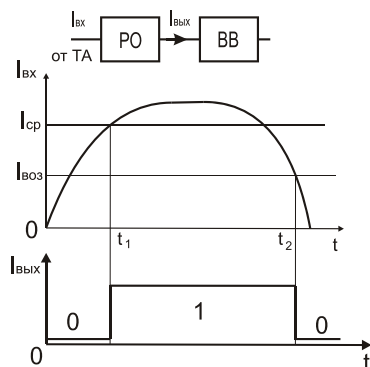


Рис. 7.7

Характеристики реагирующего органа

Отношение тока возврата реле к току срабатывания называется коэффициентом возврата $K_B = \frac{I_{ВОЗ}}{I_{СП}}$. Для реле, реагирующих на увеличение тока (напряжения), $K_B < 1$. Для электромагнитных токовых реле $K_B = 0,85$, для полупроводниковых реле $K_B = 0,95$.

В Костромской ГСХА разработан и испытан реагирующий орган с коэффициентом возврата, близким к единице (рис. 7.8). Впервые измерение величины тока и преобразование аналогового входного тока в дискретный выходной сигнал осуществлено включением магнитоуправляемого контакта (геркона) на частоту 50 Гц токовой цепи и проанализировано его состояние.

Время замыкания контактов 3 и 1 геркона, измеренное по осциллографу, составляет 1 мс, а время размыкания контактов 0,5 мс. При протекании синусоидального тока по обмотке W1 синусоидальный магнитный поток замыкается через контакты 3 и 1 геркона и через магнитопровод [46].

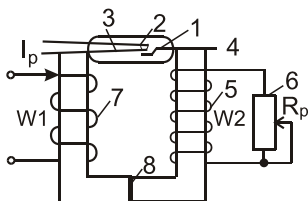


Рис. 7.8

Токовый геркон:

1, 2 — неподвижные контакты геркона; 3 — подвижный контакт геркона; 4 — магнитопровод; 5 — регулировочная обмотка; 6 — регулировочное сопротивление; 7 — токовая обмотка; 8 — немагнитная прокладка.

Один полупериод синусоидального тока в сети составляет 10 мс. Как только мгновенное значение тока через обмотку в течение 1 мс будет больше тока срабатывания, контакты 3 и 1 замкнутся. Коэффициент возврата контактов

геркона на постоянном токе равен 0,8. В этот же полупериод тока мгновенное значение снизится меньше, чем ток возврата, и контакты 3 и 1 разомкнутся. И так каждый полупериод. В течение 1 с контакты геркона замкнутся и разомкнутся 100 раз. Как только ток в обмотке снизится до такого значения, что его амплитуда будет меньше тока срабатывания хотя бы на 1%, контакты геркона ни в один из полупериодов замыкаться не будут. Благодаря возможности срабатывания геркона каждый полупериод из-за своего быстродействия получаем реагирующий орган с коэффициентом возврата, практически равным единице.

Регулировка тока срабатывания осуществляется замыканием регулировочной обмотки на сопротивление R_p , при этом изменяется величина магнитного потока в магнитопроводе за счет того, что обмотка W2 от наведенной ЭДС создает небольшой магнитный поток, направленный навстречу основному потоку. Тогда магнитный поток через магнитопровод изменяется, соответственно изменяется и ток срабатывания токового геркона.

Получаемые на выходе импульсы следует либо отсчитывать, либо расширять до постоянной величины, а затем через выдержку времени выполнять отключение присоединения. На базе токового геркона построен опытный образец максимальной токовой защиты двухскоростного электродвигателя.

В полупроводниковых релейных защитах реагирующие органы также имеют возможность регулирования — изменения установок (рис. 7.9). В этих защитах измерение тока срабатывания осуществляется через трансформаторы, преобразующие ток силовой цепи в пропорциональное напряжение TAV1...TAV3. Полученное напряжение выпрямляется двухполупериодным диодным мостом VS, сглаживается конденсатором C и поступает на потенциометр RP. Движок потенциометра позволяет изменять напряжение на входе РО.

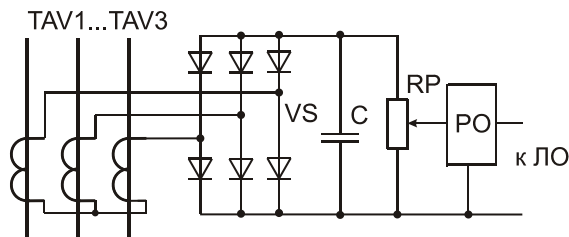


Рис. 7.9

Изменение тока срабатывания в полупроводниковых защитах

Полупроводниковый РО имеет определенное напряжение срабатывания, при котором на его выходе появляется логическая «1». Для установки его напряжения срабатывания при расчетных токах в первичной цепи изменяют положение движка потенциометра R.

7.4. Исполнение и измерение выдержки времени

Наибольшее распространение для получения выдержек времени порядка нескольких секунд получили реле времени с часовым механизмом. Такое реле имеет электромагнит, при втягивании сердечника которого под действием

встроенной пружины срабатывает часовой механизм. На выходном валу часового механизма установлен контактный мостик, который через установленную выдержку времени замыкает выходные контакты. Такие реле иногда имеют мгновенные контакты и два контакта: проскальзывающий, который замыкается на небольшое время при движении контактного мостика, и упорный контакт, ограничивающий движение контактного мостика.

В неответственных цепях, не требующих отсчета времени с точностью до 0,1 с, используют пневматические реле времени.

Для создания небольших выдержек времени используют электромагнитные реле постоянного тока с магнитным демпфированием (рис. 7.10).

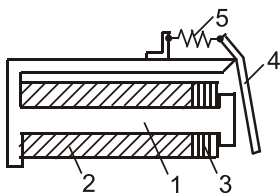


Рис. 7.10

Реле с магнитным демпфированием:

1 — сердечник; 2 — основная рабочая обмотка; 3 — короткозамкнутые кольца; 4 — якорь; 5 — возвратная пружина.

Для притяжения или отпущения якоря электромагнитного реле необходим магнитный поток, который нарастает или исчезает с замедлением, так как катушка (обмотка) реле представляет собой индуктивность. Замедляя нарастание или спад магнитного потока (осуществляя магнитное демпфирование), можно регулировать время срабатывания или отпущения реле. Для этого применяют магнитопровод с двумя обмотками: одной основной рабочей, к которой подводится напряжение, и второй короткозамкнутой обмоткой.

Короткозамкнутая демпфирующая обмотка выполняется в виде медной гильзы или медных колец, которые концентрически насаживаются на сердечник вместе с рабочей обмоткой. Медная гильза и обмотка размещаются на разных стержнях магнитопровода реле. При появлении постоянного тока в основной рабочей обмотке реле начинает возрастать магнитный поток в сердечнике $\Phi_{\text{осн}}$ (рис. 7.11). Изменение магнитного потока наводит в короткозамкнутой обмотке ЭДС, $E = -\frac{d\Phi}{dt}$. Под действием ЭДС в короткозамкнутой обмотке протекает ток, который создает свой магнитный поток $\Phi_{\text{кз}}$, направленный по закону Ленца на уменьшение основного потока $\Phi_{\text{осн}}$. Поток короткозамкнутой обмотки снижает результирующий магнитный поток двух обмоток в воздушном зазоре $\Phi_{\text{рез}}$ только на время изменения тока в основной обмотке.

Без короткозамкнутых колец магнитный поток срабатывания $\Phi_{\text{ср}}$ достиг бы за время t_1 , а при наличии короткозамкнутых колец время срабатывания увеличится до значения t_2 . Путем магнитного демпфирования удастся получить выдержку времени при срабатывании до 0,1...0,5 с.

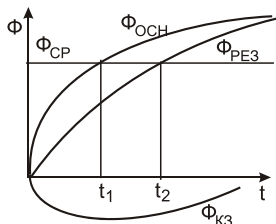


Рис. 7.11

Изменение магнитных потоков в реле

7.4.1. С короткозамкнутыми кольцами

После отключения рабочей обмотки от источника питания магнитный поток в сердечнике убывает. Он наводит ЭДС в короткозамкнутых кольцах, и возникает ток, который создает магнитный поток, препятствующий изменению основного магнитного потока. В результате реле имеет значительное время при возврате. В таких реле получают замедление при возврате 0,2...10 с.

Регулировку выдержки времени на срабатывание и на возврат реле осуществляют количеством короткозамкнутых колец и возвратной пружиной.

В лабораторных условиях для измерения времени действия релейных элементов наряду с электронными измерителями широко используются электрические секундомеры ПВ-53, работающие на переменном токе. В этом секундомере используется две шкалы: на большом циферблате стрелка делает полный оборот за 1 с, цена деления шкалы 0,01 с, на малом циферблате малая стрелка делает оборот за 10 с. Сброс показаний выполняется внешним рычагом. Электросекундомер имеет четыре клеммы для соединения с внешними цепями (рис. 7.12).

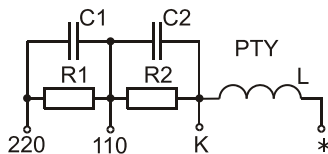


Рис. 7.12

Цепи вибраторного секундомера

К клемме «звездочка» подключается обычно нулевой провод, второй провод питания секундомера подключается к клемме «220» или «110», в зависимости от величины питающего напряжения. За один полупериод вибраторный двигатель перемещает стрелку большого циферблата на одно деление 0,01 с. Если измеряемое время превышает 10 с, следует считать число оборотов стрелки малого циферблата. Останов электросекундомера осуществляется либо разрывом питающей цепи, либо шунтированием вибраторного двигателя. Для этого следует замкнуть между собой клеммы «К» и «*», вибраторный двигатель зашунтируется, тогда питающее напряжение прикладывается к активно-емкостным сопротивлениям.

Разработаем схему измерения времени размыкания замыкающих контактов реле постоянного тока с короткозамкнутыми кольцами. Сложность создания схемы

заключается в том, что реле работает на постоянном токе, а электросекундомер — на переменном (рис. 7.13).

Используем пакетный переключатель SA с замыкающим и размыкающим контактами. При включении SA через его замыкающий контакт SA подается постоянное напряжение на катушку исследуемого реле KL, реле срабатывает, его контакты KL замыкаются, но секундомер не работает, так как цепь питания разорвана размыкающим контактом SA. При отключении питания реле замыкающим контактом SA замыкается цепь питания секундомера. Начинается отсчет времени размыкания замыкающих контактов KL. Когда они разомкнутся, секундомер остановится, а по его шкале отсчитаем выдержку времени на размыкание.

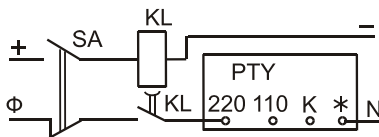


Рис. 7.13

Измерение времени размыкания замыкающего контакта реле постоянного тока

Аналогично создаются схемы измерения времени срабатывания и возврата реле с любыми контактами.

В полупроводниковых реле для создания выдержки времени используется процесс заряда или разряда конденсатора (рис. 7.14).

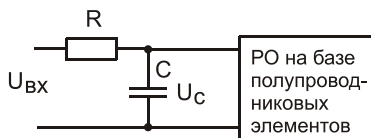


Рис. 7.14

Простейшее реле времени на RC-цепи

Известно, что напряжение на конденсаторе в RC-цепи изменяется по экспоненте

$$U_C = U_{BX}(1 - E^{-\frac{t}{\tau}}),$$

где τ — постоянная времени, $\tau = RC$.

Рассмотрим размерность полученной величины в системе СИ. Как производные единицы:

— электрическое сопротивление имеет размерность в омах $ML^2T^{-3}F^{-2}$;

— электрическая емкость имеет размерность в фарадах $M^{-1}L^{-2}T^4F^2$.

В результате умножения получим размерность T — время.

7.5. Измерение и вычисление симметричных составляющих напряжения

Генераторы электростанций вырабатывают напряжение только прямой последовательности. По теории симметричных составляющих обратная и нуле-

вая последовательности напряжений в трехфазной системе появляются в месте возникновения асимметрии: обрыв, несимметричная нагрузка, несимметричное короткое замыкание (см. приложение Г). Введение напряжений в месте асимметрии — это математический прием, но он отражает практическое изменение напряжений как в месте асимметрии, так и по мере приближения к источнику питания. По мере приближения к источнику питания напряжения обратной и нулевой последовательности снижаются.

В соответствии с ГОСТ 32144 асимметрию напряжений у потребителей необходимо контролировать путем измерения или вычисления:

- коэффициента обратной последовательности по напряжению K_{2U} ;
- коэффициента нулевой последовательности по напряжению K_{0U} .

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{НОМ.лин}}} 100\% \leq 4\%, \quad (7.1)$$

$$K_{0U} = \frac{U_0}{U_{\text{НОМ.ФАЗ}}} 100\% \leq 4\%, \quad (7.2)$$

где U_2 — напряжение обратной последовательности; U_0 — напряжение нулевой последовательности.

7.5.1. Вычисление коэффициента обратной последовательности по напряжению

Напряжение обратной последовательности, присутствующее в питающей сети, вызывает в обмотке статора электродвигателя протекание токов обратной последовательности. Токи обратной последовательности создают отрицательный вращающий момент, снижают скорость вращения роторов и производительность приводимых ими механизмов, вызывают дополнительный нагрев асинхронных двигателей (АД). Снижение скорости вращения приводит к увеличению скольжения, увеличению потребления реактивной мощности, снижению напряжения в питающей сети.

При асимметрии напряжений 2% срок службы АД от дополнительных потерь активной мощности сокращается на 10,8%, трансформаторов на 4%, конденсаторов на 20%. Во избежание дополнительного нагрева при асимметрии момент на валу АД необходимо снижать [47].

По рекомендациям Международной электротехнической комиссии (МЭК) номинальная нагрузка АД допускается при коэффициенте обратной последовательности $K_{2U} < 1\%$. При $K_{2U} = 2\%$ нагрузка должна быть снижена до 96%, при 3% — до 90%, при 4% — до 83%, при 5% — до 76%. Эти цифры приведены при работе АД с постоянной нагрузкой, т. е. в установившемся тепловом режиме.

Напряжение обратной последовательности по теории симметричных составляющих вычисляется по формуле

$$U_2 = \frac{U_{AB} + U_{BC} \cdot a^2 + U_{CA} \cdot a}{3}, \quad (7.3)$$

где a — фазный множитель, соответствующий повороту вектора на 120° или на $\frac{2\pi}{3}$ радиан против часовой стрелки (см. приложение Д); a^2 — фазный множи-

тель, умножение на который соответствует повороту вектора на 240° или на $\frac{4\pi}{3}$ против часовой стрелки.

Вычислить напряжение обратной последовательности в производственных условиях приближенно можно путем измерения трех междуфазных напряжений вольтметром. Например, в результате измерений получили 384 В, 320 В и 360 В, значения которых в масштабе откладываем на линейке. Отрезок $U_{BC} = 320$ В располагаем по горизонтальной оси и с помощью циркуля делаем засечки отрезков $U_{AB} = 384$ В и $U_{CA} = 360$ В на плоскости (рис. 7.15).

Точка пересечения засечек будет вершиной А треугольника междуфазных напряжений. На отрезках напряжений ставим стрелки (направления векторов) и получаем треугольник из векторов линейных напряжений $\underline{U}_{AB}$, $\underline{U}_{BC}$, $\underline{U}_{CA}$.

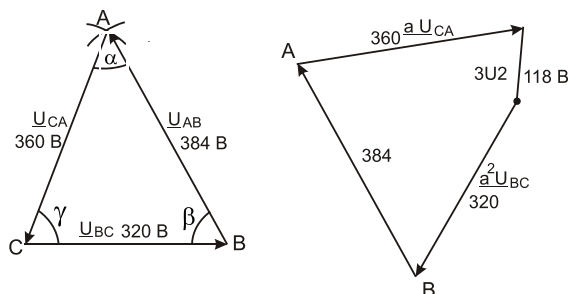


Рис. 7.15

Определение напряжения обратной последовательности графически

Складываем векторы междуфазных напряжений в соответствии с формулой (7.3). Для этого вектор $\underline{U}_{AB}$ переносим без изменений, вектор $\underline{U}_{BC}$ поворачиваем на 240° против часовой стрелки, получаем вектор $\underline{a^2 U_{BC}}$, этот вектор перемещаем по линии так, чтобы конец вектора $\underline{a^2 U_{BC}}$ (стрелка) совпадал с началом вектора $\underline{U_{AB}}$ (вершина В), вектор $\underline{U_{CA}}$ поворачиваем на 120° против часовой стрелки, получаем вектор $\underline{a U_{CA}}$. Получили геометрическую сумму трех векторов. Расстояние между концом вектора $\underline{a U_{CA}}$ и началом вектора $\underline{a^2 U_{BC}}$ и будет значением $3U_2$. Получили 118 В, находим напряжение обратной последовательности $U_2 = 118/3 = 39,3$ В.

В результате графического построения треугольника линейных напряжений получили коэффициент K_{2U} .

$$K_{2U} = 39,3 \cdot 100/380 = 10,3\%.$$

Точный результат получается в результате расчета U_2 в математическом пакете Mathcad [46]. По этому методу для определения положения векторов необходимо вычислить углы в треугольнике междуфазных напряжений. Обозначим углы при вершине А — α , при вершине В — β и при вершине С — γ . Используем те же значения напряжений, которые использовали в графическом определении U_2 . По теореме косинусов найдем

$$\alpha = a \cos \left(\frac{U_{ab}^2 + U_{ca}^2 - U_{bc}^2}{2U_{ab} \cdot U_{ca}} \right),$$

$$\alpha = a \cos \left(\frac{384^2 + 360^2 - 320^2}{2 \cdot 384 \cdot 360} \right) = 0,887 \text{ рад} = 50,823^\circ.$$

$$\beta = a \cos \left(\frac{U_{ab}^2 + U_{bc}^2 - U_{ca}^2}{2U_{ab} \cdot U_{bc}} \right),$$

$$\beta = a \cos \left(\frac{384^2 + 320^2 - 360^2}{2 \cdot 384 \cdot 360} \right) = 1,059 \text{ рад} = 60,704^\circ,$$

$$\gamma = a \cos \left(\frac{U_{bc}^2 + U_{ca}^2 - U_{ab}^2}{2U_{bc} \cdot U_{ca}} \right),$$

$$\gamma = a \cos \left(\frac{320^2 + 360^2 - 384^2}{2 \cdot 320 \cdot 360} \right) = 1,195 \text{ рад} = 68,473^\circ.$$

Проверяем сумму углов в треугольнике

$$\alpha + \beta + \gamma = 50,823 + 60,704 + 68,473 = 180^\circ.$$

Задаем исходные данные для расчета: фазный множитель, умножение на который поворачивает вектор на 120° против часовой стрелки (см. Приложение Д):

$$a = e^{j \frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j \cdot \frac{\sqrt{3}}{2},$$

мнимая единица $j = \sqrt{-1}$.

Вектор $\underline{U}_{BC}$ располагается по горизонтальной оси $\underline{U}_{BC} = U_{BC} \cdot e^{j \cdot 0}$, $\underline{U}_{BC} = 320$.

Вектор $\underline{U}_{AB}$ опережает вектор $\underline{U}_{BC}$ на угол $\pi - \beta$,

$$\underline{U}_{AB} = U_{AB} \cdot e^{j(\pi - \beta)}, \underline{U}_{AB} = 384 \cdot e^{j(\pi - 1,059)} = 384 \cdot e^{j2,083}.$$

Вектор $\underline{U}_{CA}$ опережает вектор $\underline{U}_{BC}$ на угол $\pi + \gamma$,

$$\underline{U}_{CA} = U_{CA} \cdot e^{j(\pi + \gamma)}, \underline{U}_{CA} = 360 \cdot e^{j(\pi + 1,195)} = 360 \cdot e^{j4,337}.$$

$$U_2 = \frac{U_{AB} + a^2 U_{BC} + a U_{CA}}{3},$$

$$U_2 = \frac{384 \cdot e^{j2,083} + a^2 320 + 360 e^{j4,337}}{3} = 2,618 + 36,917i,$$

Находим модуль напряжения обратной последовательности $|U_2| = 37,01 \text{ В}$.

Коэффициент обратной последовательности по напряжению равен:

$$K_{2U} = \frac{|U_2|}{380} \cdot 100\%, K_{2U} = \frac{|37,01|}{380} \cdot 100\% = 9,74\%.$$

Расхождение на 0,56% с результатом, полученным графическим способом объясняется неточностью отсчетов длин векторов на графической части.

По ГОСТ 13109 приводилось определение напряжение обратной последовательности по приближенной формуле

$$U_2 = \frac{2}{3} \cdot \sqrt{[(U_{BC} - U_{AB}) - (U_{CA} - U_{AB})]^2 + (U_{BC} - U_{AB}) \cdot (U_{CA} - U_{AB})}.$$

Подставим числовые значения линейных напряжений:

$$U_2 = \frac{2}{3} \cdot \sqrt{[(320 - 384) - (360 - 384)]^2 + (320 - 384) \cdot (360 - 384)} = 37,335 \text{ В}.$$

Находим

$$K_{2U} = \frac{U_2}{U_{\text{ном}}} 100\%, K_{2U} = \frac{37,335}{380} 100\% = 9,825\%.$$

В результате расчетов тремя способами получили:

- в результате графического построения $K_{2U} = 10,3\%$;
- в результате расчета в Mathcad $K_{2U} = 9,74\%$;
- по приближенной формуле ГОСТ $K_{2U} = 9,825\%$.

Полученный коэффициент обратной последовательности по напряжению во всех случаях значительно превышает допустимую норму 4%. При таком напряжении электродвигатель будет перегреваться.

7.5.2. Выявление напряжения обратной последовательности

Простейшим устройством для выявления напряжения обратной последовательности является активно-емкостный фильтр напряжения обратной последовательности (ФНОП) (рис. 7.16). Рассмотрим принцип работы ФНОП.

В нормальном режиме работы по электрической сети передается напряжение прямой последовательности, которое формируется на генераторах электростанций, когда при вращении векторов против часовой стрелки за фазой A через 120° следует фаза B , а еще через 120° следует фазы C .

При любой асимметрии линейных напряжений в трехфазной сети наряду с прямой последовательностью напряжений возникает напряжение обратной последовательности. При вращении векторов против часовой стрелки за фазой A следует через 120° фаза C , а еще через 120° следует вектор фазы B .

Напряжение обратной последовательности выделяется ФНОП, который содержит два емкостно-резисторных плеча и реагирующий орган. На вход ФНОП подводятся напряжения от трех фазных проводов [47].

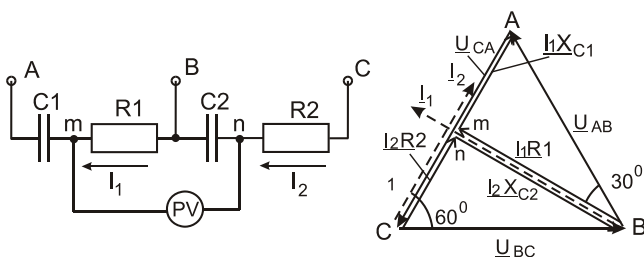


Рис. 7.16

Фильтр напряжения обратной последовательности

Для разъяснения принципа работы ФНОП к выходу подключим вольтметр с большим сопротивлением, а на входные клеммы A , B , C подключим анализируемое трехфазное напряжение. ФНОП имеет два плеча, AB и BC .

Под действием напряжения $\underline{U}_{AB}$ в первом плече протекает ток $\underline{I}_1$ (на векторной диаграмме показан пунктиром). Сопротивления $R1$ и X_{C1} рассчитываются так, чтобы ток опережал напряжение на 30° . Вектор падения напряжения $\underline{I}_1 R1$ в активном сопротивлении совпадает с током $\underline{I}_1$, а вектор падения напря-

жения $I_1 X_{C1}$ на емкости C1 отстает от вектора тока I_1 на 90° . Общая точка векторов $I_1 R_1$ и $I_1 X_{C1}$ обозначена m . В сумме падения напряжения на R1 и C1 составляют напряжение $\underline{U}_{AB}$.

Под действием напряжения $\underline{U}_{BC}$ во втором плече протекает ток I_2 (на векторной диаграмме показан пунктиром). Сопротивления R2 и X_{C2} рассчитываются так, чтобы ток опережал напряжение на 60° . Вектор падения напряжения $I_2 R_2$ в активном сопротивлении совпадает с током I_2 , а вектор падения напряжения $I_2 X_{C2}$ на емкости C2 отстает от вектора тока I_2 на 90° . Общая точка векторов $I_2 R_2$ и $I_2 X_{C2}$ обозначена n . В сумме падения напряжения на R2 и C2 составляют напряжение $\underline{U}_{BC}$. Точки m и n совпадают, поэтому вольтметр PV показывает нуль.

Установим в плечах ФНОП конденсаторы C1 и C2 емкостью по 1 мкФ, тогда их сопротивления составят

$$X_{C1} = X_{C2} = \frac{1}{\omega} C1, X_{C1} = X_{C2} = \frac{1}{314} \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 3185 \text{ Ом.}$$

В первом плече по сопротивлениям R1 и X_{C1} протекает один и тот же ток I_1 , поэтому отношение падений напряжений в этих сопротивлениях будет таким же, как отношение длин катетов прямоугольного треугольника $\Delta m A$:

$$\frac{I_1 R_1}{I_1 X_{C1}} = \frac{\frac{\sqrt{3}}{2}}{\frac{1}{2}} = \sqrt{3},$$

при известной величине X_{C1} найдем величину R1:

$$R_1 = \sqrt{3} X_{C1}, R_1 = 3185 \cdot \sqrt{3} = 5516 \text{ Ом.}$$

Длина диагонали в $\Delta m A$ составляет 380 В, тогда длина катета Am равна падению напряжения на сопротивлении R1:

$$\Delta U_1 = I_1 R_1 = \frac{\sqrt{3}}{2} U_{AB}, \Delta U_1 = 380 \frac{\sqrt{3}}{2} = 329,09 \text{ В.}$$

Активная мощность, которая будет рассеиваться на сопротивлении R1:

$$\Delta P_1 = \frac{\Delta U_1^2}{R_1}, \Delta P_1 = \frac{329,09^2}{5516} = 19,6 \text{ Вт.}$$

Из треугольника $\Delta Cn B$ находим

$$\frac{I_2 R_2}{I_2 X_{C2}} = \frac{\frac{1}{2}}{\frac{\sqrt{3}}{2}} = \frac{1}{\sqrt{3}},$$

отсюда

$$R_2 = X_{C2} \frac{1}{\sqrt{3}}, R_2 = 3185 \frac{1}{\sqrt{3}} = 1839 \text{ Ом.}$$

Падение напряжения на сопротивлении R2:

$$\Delta U_2 = \frac{I_2}{R_2} = \frac{U_{AB}}{2}, \Delta U_2 = \frac{380}{2} = 190 \text{ В.}$$

Активная мощность, которая будет рассеиваться на сопротивлении R_2 :

$$\Delta P_2 = \frac{\Delta U_2^2}{R_2}, \Delta P_2 = \frac{190^2}{1839} = 19,6 \text{ Вт.}$$

На активных сопротивлениях фильтра будет рассеиваться мощность 39,2 Вт, это слишком большое внутреннее потребление.

Если использовать емкость $C1 = C2 = 0,1 \text{ мкФ}$, то необходимо устанавливать в плечах активные сопротивления в 10 раз больше $R_1 = 55\,160 \text{ Ом}$, $R_2 = 18\,390 \text{ Ом}$.

Тогда рассеиваемая мощность составит:

$$\Delta P_1 = \frac{329,09^2}{55160} = 1,96 \text{ Вт}, \Delta P_2 = \frac{190^2}{1839} = 1,96 \text{ Вт.}$$

Получаем малогабаритный ФНОП, в котором мощность резисторов составляет 2 Вт, а конденсаторы 0,1 мкФ на 600 В.

Проанализируем работу ФНОП при асимметрии подведенного напряжения. Крайний случай асимметрии, когда подводится напряжение с чередованием не $A-B-C$, а $A-C-B$ (рис. 7.17).

Если перепутать местами точки В и С, то за напряжением $\underline{U}_{AB}$ будет следовать напряжение $\underline{U}_{CA}$, а затем $\underline{U}_{BC}$. К фильтру будет подведено напряжение обратной последовательности, все векторы изменят свое положение.

К первому плечу подводится напряжение $\underline{U}_{AB}$, под действием которого протекает ток $\underline{I}_1$, опережающий напряжение на 30° . На сопротивлении $R1$ падение напряжения составит $\underline{I}_1 \underline{R}_1$, на 90° от него отстает напряжение на емкости $\underline{I}_1 \underline{X}_{C1}$, их общая точка m .

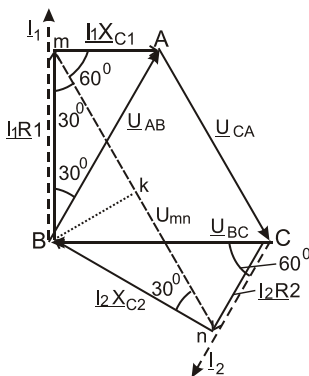


Рис. 7.17

Напряжение на выходе ФНОП при подведении на входы напряжения обратной последовательности

Ко второму плечу подводится напряжение $\underline{U}_{BC}$, под действием которого протекает ток $\underline{I}_2$, опережающий напряжение на 60° . На сопротивлении $R2$ падение напряжения составит $\underline{I}_2 \underline{R}_2$, на 90° от него отстает напряжение на емкости $\underline{I}_2 \underline{X}_{C2}$, их общая точка n .

Определим напряжение между точками m и n . Для этого опустим перпендикуляр Sk из точки S на U_{mn} . Из ΔBmA находим катет Bm , прилежащий к углу в 30° . Напряжение U_{ma} составит:

$$U_{Bm} = U_{AB} \cos 30^\circ, U_{Bm} = 380 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}.$$

Из ΔBmk находим катет mk , прилежащий к углу в 30° :

$$U_{mk} = U_{Bm} \cos 30^\circ, U_{mk} = 380 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 380 \cdot \frac{3}{4}.$$

Из ΔBnC находим катет Bn , прилежащий к углу в 30° . Напряжение U_{Bn} составит:

$$U_{Bn} = U_{AB} \cos 30^\circ, U_{Bn} = 380 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}.$$

Из ΔBnk находим катет nk , прилежащий к углу в 30° :

$$U_{nk} = U_{Bn} \cos 30^\circ, U_{nk} = 380 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} \cdot \frac{\sqrt{3}}{2} = 380 \cdot \frac{3}{4}.$$

Получаем напряжение между точками m и n :

$$U_{mn} = U_{mk} + U_{nk}, U_{mn} = 380 \cdot \frac{3}{4} + 380 \cdot \frac{3}{4} = 380 \cdot \frac{3}{2} = 570 \text{ В} = 1,5 U_{\text{НОМ}}.$$

Такое напряжение подводится к вольтметру при обратном чередовании фаз. Если на входе ФНОП в линейном напряжении присутствует напряжение обратной последовательности, то на выходе фильтра получим напряжение в 1,5 раза больше при большом сопротивлении, подключенном к точкам m и n . Если на выходе ФНОП подключить реле с небольшим сопротивлением, то напряжение на его входе упадет за счет падения напряжения во внутренних сопротивлениях фильтра.

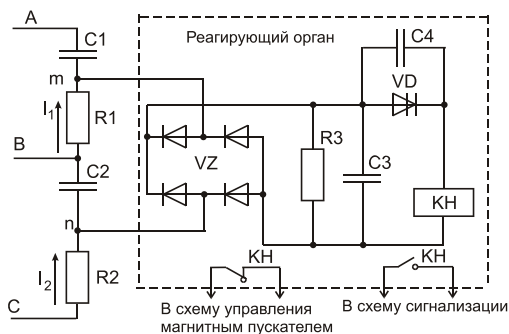


Рис. 7.18

Защита от асимметрии напряжений

В сельскохозяйственном производстве большее количество электродвигателей выходит из строя из-за обрыва фазы в питающей сети и от асимметрии напряжений. Защиты с ФНОП снижают выход из строя электродвигателей примерно в три раза, а изготовить такую защиту можно в любой электромастерской (рис. 7.18) [48].

К выходу ФНОП подключен реагирующий (измерительный) орган (РО), который выдает сигнал при определенном уровне асимметрии напряжений. В РО переменное напряжение между точками m и n выпрямляется двухполупериодным диодным мостом, к выходу которого подключено сопротивление $R3$ и накопительный конденсатор $C3$. При асимметрии напряжений конденсатор заряжается по экспоненте до напряжения открытия динистора VD — порогового органа. Его напряжение открытия определяет уровень асимметрии, при котором сработает защита. Такое решение обеспечивает обратозависимую выдержку времени защиты от величины асимметрии напряжений, чем больше коэффициент обратной последовательности по напряжению, тем меньше выдержка времени защиты. Динистор шунтирован конденсатором, чтобы он не открывался при кратковременных высших гармониках в напряжении. Когда динистор открывается, конденсатор $C3$ разряжается на катушку указательного реле КН. Реле срабатывает и размыкающим контактом разрывает цепь управления пускателем, электродвигатель останавливается. Через замыкающий контакт КН подается звуковой и световой сигнал обслуживающему персоналу. После измерения питающего напряжения контакты указательного реле только вручную возвращаются в исходное положение.

7.5.3. Вычисление коэффициента нулевой последовательности по напряжению

Для вычисления K_{0U} по формуле (7.2) необходимо знать напряжение нулевой U_0 последовательности [48]. По теории симметричных составляющих это напряжение вычисляется по формуле

$$U_0 = \frac{U_A + U_B + U_C}{3}. \quad (7.4)$$

Представим вычисление напряжения нулевой последовательности графически.

Для вычисления U_0 необходимо знать векторы трех фазных напряжений. Величины трех фазных векторов ориентировочно можно получить, измеряя фазные и линейные напряжения вольтметром. В результате измерения трех линейных напряжений (см. предыдущий раздел) строится треугольник линейных напряжений (см. рис. 7.15). Для этого отложим по горизонтальной оси напряжение U_{BC} , а затем сделаем засечки раствором циркуля, равным U_{AB} и U_{CA} . Замаркируем вершины треугольника A, B, C .

Чтобы получить векторы фазных напряжений, достаточно измерить два фазных напряжения, например, U_{AN} и U_{BN} . Из вершин треугольника A и B раствором циркуля, равным U_{AN} и U_{BN} , сделаем засечки и получим точку N . Соединим точку N с вершиной C , проставим векторы и получим векторную диаграмму линейных и фазных напряжений при помощи вольтметра линейки и циркуля.

В полученном треугольнике с линейными напряжениями $U_{AB} = 384$ В, $U_{CA} = 360$ В и $U_{BC} = 320$ В (см. предыдущий раздел) угол в вершине A — $\alpha = 0,887$ рад = $50,823^\circ$, в вершине B — $\beta = 1,059$ рад = $60,704^\circ$, в вершине C — $\gamma = 1,195$ рад = $68,473^\circ$ (рис. 7.19).

Делаем засечки циркулем из точек A и B измеренными фазными напряжениями $U_{AN} = 242$ В и $U_{BN} = 192$ В, в точке пересечения засечек записываем N (рис. 7.19). На векторной диаграмме измеряем фазное напряжение $U_{CN} = 180$ В. Обозначаем векторы фазных напряжений. В соответствии с формулой (7.4) геометрически складываем векторы фазных напряжений.

В результате измерения получили сумму векторов фазных напряжений 56 В, тогда напряжение нулевой последовательности у потребителя

$$U_0 = \frac{56}{3} = 18,667 \text{ В.}$$

Это составляет

$$K_{U0} = U_0 \cdot \frac{100\%}{U_{\text{НОМ}}}, K_{U0} = 18,667 \cdot \frac{100\%}{220} = 8,485\%.$$

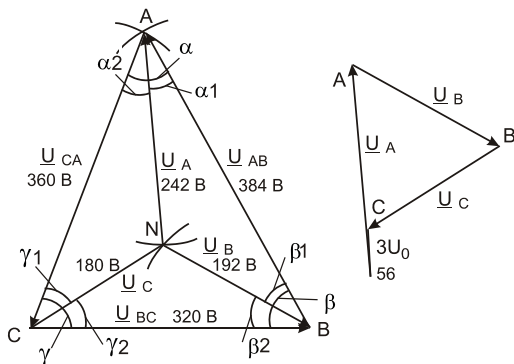


Рис. 7.19

Определение напряжения нулевой последовательности графически

По второму способу наиболее точно вычисляем U_0 с использованием математического пакета Mathcad. Для этого необходимо определить положение векторов фазных напряжений на плоскости (см. рис. 7.19). Прежде всего найдем точную величину напряжения U_C . Для этого вычислим угол β_1 из ΔBNA . По теореме косинусов

$$\beta_1 = a \cos\left(\frac{U_{ab}^2 + U_b^2 - U_a^2}{2 \cdot U_{ab} \cdot U_b}\right) \beta_1 = a \cos\left(\frac{384^2 + 192^2 - 242^2}{2 \cdot 384 \cdot 192}\right) = 0,549 \text{ рад} = 31,478^\circ.$$

Находим угол $\beta_2 = \beta - \beta_1$; $\beta_2 = 1,059 - 0,549 = 0,51$ рад.

Вычисляем точное значение третьего фазного напряжения:

$$U_C = \sqrt{U_{bc}^2 + U_b^2 - 2 \cdot U_{bc} \cdot U_b \cdot \cos(\beta_2)},$$

$$U_C = \sqrt{320^2 + 192^2 - 2 \cdot 320 \cdot 192 \cdot \cos(0,51)} = 178,958 \text{ В.}$$

Вычисляем положение векторов фазных напряжений на плоскости, для этого потребуются величины углов $\alpha_1, \gamma_1, \gamma_2$.

По теореме косинусов получаем

$$\alpha_1 = a \cos \left(\frac{U_{ab}^2 + U_a^2 - U_b^2}{2 \cdot U_{ab} \cdot U_a} \right),$$

$$\alpha_1 = a \cos \left(\frac{384^2 + 242^2 - 192^2}{2 \cdot 384 \cdot 242} \right) = 0,427 \text{ рад} = 24,475^\circ,$$

$$\gamma_1 = a \cos \left(\frac{U_{ca}^2 + U_c^2 - U_a^2}{2 \cdot U_{ca} \cdot U_c} \right),$$

$$\gamma_1 = a \cos \left(\frac{360^2 + 178,9^2 - 240^2}{2 \cdot 360 \cdot 178,9} \right) = 0,644 \text{ рад} = 36,883^\circ,$$

$$\Gamma_2 = \gamma - \gamma_1; \gamma_2 = 1,195 - 0,644 = 0,551.$$

Векторы фазных напряжений обозначим $\underline{Ua1}$, $\underline{Ub1}$, $\underline{Uc1}$ по углам их поворота относительно горизонтальной оси:

$$\underline{Ua1} = U_a \cdot e^{j(\pi - \beta - \alpha_1)}; \underline{Ua1} = -20,341 + 241,144i; \arg(\underline{Ua1}) = 1,665 \text{ рад} = 94,8^\circ;$$

$$\underline{Ub1} = U_b \cdot e^{-j(\beta_2)}; \underline{Ub1} = 167,559 - 93,744i; \arg(\underline{Ub1}) = -0,51 \text{ рад} = -29,226^\circ;$$

$$\underline{Uc1} = U_c \cdot e^{j(\pi + \gamma_2)}; \underline{Uc1} = -152,441 - 93,744i; \arg(\underline{Uc1}) = -2,59 \text{ рад} = -148,41^\circ.$$

Соединим последовательно векторы $\underline{Ua1}$, $\underline{Ub1}$, $\underline{Uc1}$. Геометрическая сумма трех фазных векторов представляет собой вектор $3\underline{U}_0$. Для вычисления K_{U0} возьмем третью часть отрезка $3\underline{U}_0$.

$$3\underline{U}_0 = \underline{Ua1} + \underline{Ub1} + \underline{Uc1}, 3\underline{U}_0 = -5,222 + 53,656i, |3\underline{U}_0| = 53,91 \text{ В},$$

$$\underline{U}_0 = \frac{(\underline{Ua1} + \underline{Ub1} + \underline{Uc1})}{3}, U_0 = -1,741 + 8,13i, |U_0| = 17,97 \text{ В},$$

и подставим в формулу (7.2):

$$K_{U0} = \frac{U_0}{U_{\text{ном}}} 100\%; K_{U0} = \frac{17,97 \cdot 100}{220} = 8,168\%.$$

Расхождение с результатом, полученным графическим путем (8,485%), незначительное.

7.5.4. Измерение напряжения нулевой последовательности

Как отмечалось в главе по трансформаторам напряжения, фильтром напряжения нулевой последовательности является вторичная обмотка трансформатора, соединенная в разомкнутый треугольник. При таком соединении производится сложение векторов напряжений трех фаз. На выходе обмотки, соединенной в разомкнутый треугольник, получаем напряжение $3\underline{U}_0$. Следует иметь в виду, что напряжение нулевой последовательности возникает при протекании тока через землю или через нулевой провод.

В сетях 0,38 кВ фильтр напряжения нулевой последовательности (ФННП) собирается из трех конденсаторов (рис. 7.20), или трех активных сопротивлений, или трех статорных обмоток трехфазного электродвигателя.

Докажем, что три конденсатора будут выделять напряжение нулевой последовательности.

На практике часто используют такой ФННП для выявления обрыва или нарушения контакта фазного провода в питающей сети 380 В от трансформатора 10/0,4 кВ до потребителя. Вычислим показания вольтметра, подключенного

(без реагирующего органа РО) между нулевой точкой конденсаторов и нулевым проводом линии. Сопротивление вольтметра примем $R_v = 100 \text{ кОм}$, конденсаторы МБГО — 1 мкФ , 500 В .

Сопротивления конденсаторов

$$X_C = \frac{1}{\omega} C, X_C = \frac{1}{314} \cdot 1 \cdot 10^{-6} = 3185 \text{ Ом.}$$

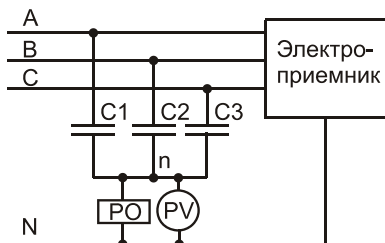


Рис. 7.20

Подключение фильтра напряжения нулевой последовательности к сети

Для определения напряжения нулевой последовательности используем полученные ранее фазные напряжения между фазами и нулевыми проводами сети:

$$\underline{U}_a = -20,341 + 241,144i; \underline{U}_b = 167,559 - 93,744i; \underline{U}_c = -152,441 - 93,744i.$$

Вычисляем ток через вольтметр от напряжения каждой фазы, протекающий через сопротивления фильтра:

$$\underline{Z}_f = R_v + j \cdot X_c; \underline{Z}_f = 100\,000 + j \cdot 3185,$$

$$\underline{I}_a = \frac{\underline{U}_a}{\underline{Z}_f}, \underline{I}_a = -1,265 \cdot 10^{-4} + 2,415i \cdot 10^{-3} \text{ А,}$$

$$\underline{I}_b = \frac{\underline{U}_b}{\underline{Z}_f}, \underline{I}_b = -1,644 \cdot 10^{-3} - 9,898i \cdot 10^{-4} \text{ А,}$$

$$\underline{I}_c = \frac{\underline{U}_c}{\underline{Z}_f}, \underline{I}_c = -1,553 \cdot 10^{-3} - 8,88i \cdot 10^{-4} \text{ А.}$$

Находим напряжение, подведенное к вольтметру, используя принцип наложения от токов, протекающих под действием напряжения каждой из трех фаз:

$$\underline{U}_v = (\underline{I}_a + \underline{I}_b + \underline{I}_c) R_v, \underline{U}_v = -3,51 + 53,768i, |\underline{U}_v| = 53,882 \text{ В}$$

Графическим способом получили $3U_0 = 56 \text{ В}$, а вычислениями в Mathcad $3U_0 = 53,882 \text{ В}$, поэтому на выходе ФННП получаем также $3U_0$.

Если на выходе ФННП вместо вольтметра включить реле с сопротивлением $R_p = 3000 \text{ Ом}$, то при той же асимметрии напряжение на реле снизится и составит $36,968 \text{ В}$.

Вывод: для измерения напряжения нулевой последовательности можно вольтметр включить между нулевой точкой трех конденсаторов, каждый из которых подключен к фазе, и нулевым проводом.

Контрольные вопросы

1. Назначение релейной защиты.
2. Объясните принцип работы токоограничивающего предохранителя.

3. Как построить защитную характеристику автомата с комбинированным расцепителем?
4. Как измерить и вычислить ток срабатывания и коэффициент возврата токового реагирующего органа?
5. Какими способами создается выдержка времени в схемах релейных защит?
6. Назовите очередность действия органов релейной защиты при коротком замыкании на линии.
7. Какую роль выполняют на подстанции трансформаторы напряжения и трансформаторы собственных нужд?
8. Как вычислить коэффициенты обратной и нулевой последовательности по напряжению K_{2U} , $K_2 = 0U$?
9. Принцип действия измерителя напряжения обратной последовательности напряжений.
10. Принцип действия измерителя напряжения нулевой последовательности напряжений.

8. Эксплуатационные измерения и испытания электрооборудования электрических сетей и потребителей

Для исключения поражения людей электрическим током при повреждении изоляции относительно корпуса в электроустановках потребителей предусматриваются защитные меры:

- заземление корпуса электрооборудования заземляющими проводниками;
- зануление, т. е. электрическое соединение корпуса электроприемника с нулевой точкой питающей обмотки источника: трансформатора или генератора;
- защитное отключение, осуществляемое чувствительными устройствами в случае прикосновения человека к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- разделяющий трансформатор, например 220/220 В, снижающий токи через человека в случае прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
- использование малых напряжений, получаемых от понижающих трансформаторов, например, 220/12 В, 220/24 В;
- применение двойной изоляции, особенно ручных электроинструментов;
- устройства выравнивания электрических потенциалов (УВЭП) на поверхности площади с установленным электрооборудованием или животными. Например, прокладывание в полу под ногами животных выравнивающих полос, соединенных с РЕ (PEN) проводником [49].

Испытания являются основной формой контроля электрооборудования и представляют собой экспериментальное определение количественных и качественных электрических показателей изоляции и проводников.

Целью испытаний является объективная оценка качества изделия в процессе эксплуатации, так как со временем изоляция и защитные меры ухудшаются. Испытания позволяют выявить:

- недостатки конструкции и технологии изготовления, приводящие к срыву выполнения заданных функций;
- скрытые дефекты материалов или элементов конструкции, не поддающиеся обнаружению существующими методами технического контроля.

Пригодность к эксплуатации электрооборудования потребителей осуществляют специализированные электролаборатории, имеющие разрешение Энергонадзора. Пригодность электрооборудования проводят один раз в год или один раз в два года. Для этого у всех электроустановок потребителей выполняют четыре измерения:

- 1) проверяют сопротивление изоляции;
- 2) измеряют целостность заземляющей проводки;
- 3) измеряют сопротивление заземляющего устройства;
- 4) проверяют возможность срабатывания устройств отключения при самых удаленных однофазных коротких замыканиях (ОКЗ). 4-й пункт будет рассмотрен в главе 9.

8.1. Измерение сопротивления изоляции

Измерение сопротивления изоляции всех элементов электрооборудования электрических сетей всех напряжений осуществляют мегаомметром. Мегаомметр — это генератор, в котором полупроводниковая схема превращает напряжение аккумулятора или батареи 9 В в высокое напряжение: 100, 250, 500, 1 000, 2 500 В постоянного тока, а при измерениях по шкале прибора отсчитывается сопротивление изоляции в мегаомах (МОм) или килоомах (кОм). В старых мегаомметрах такие напряжения получали от генератора постоянного тока с ручным приводом. Для выбора мегаомметра необходимо ориентироваться в сопротивлении изоляции объектов, величины которых чаще всего укладываются в пределы: силовые кабели — 1 000 МОм, коммутационная аппаратура — 1 000...5000 МОм, силовые трансформаторы — 10...20 000 МОм, фарфоровые изоляторы — 100...10 000 МОм.

Для измерения сопротивления изоляции оборудования с номинальным напряжением до 1 000 В используют мегаомметры на 100, 250, 500 и 1 000 В. Для электроустановок свыше 1 000 В используют мегаомметры на 1 000 и 2500 В [49].

При проведении измерений рекомендуется такой порядок операций:

1. Проверить пригодность испытательной установки по дате следующей поверки.
2. Измерить сопротивление изоляции соединительных проводов с изолированными ручками, значение которого должно быть не меньше верхнего предела измерения мегаомметра.
3. Установить предел измерения. Если значение сопротивления изоляции из предыдущих измерений неизвестно, нужно начинать с верхнего предела измерения.
4. Убедиться в отсутствии напряжения на проверяемом объекте.
5. Отключить либо закоротить все детали с пониженной изоляцией (конденсаторы, полупроводниковые приборы).
6. На время подключения прибор заземлить.
7. Нажав кнопку «высокое напряжение» в мегаомметрах, питающихся от сети, либо вращая ручку индукторного мегаомметра со скоростью примерно 120 об/мин, через 60 с зафиксировать сопротивление изоляции по шкале прибора.
8. После окончания измерения изоляции кабелей большой протяженности до того, как отсоединить концы проводов прибора, нужно снять накопленный заряд наложением заземления сначала через разрядное сопротивление, а затем непосредственно.

Для трехфазных электродвигателей сопротивление изоляции проверяется пофазно, при этом две другие фазы соединяются с корпусом. Тогда одновременно измеряется сопротивление изоляции между фазой и корпусом и между фазами.

Измерение сопротивления изоляции силового кабеля производится мегаомметром на 2500 В в течение 60 с для каждой жилы в отдельности при двух других заземленных жилах. Для силовых кабелей напряжением до 1 кВ сопро-

тивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм. Сопротивление изоляции кабелей выше 1 кВ не нормируется.

При проверке изоляции электрических машин и трансформаторов одновременно с проверкой сопротивления изоляции измеряют коэффициент абсорбции $K_{\text{АБС}}$. Коэффициентом абсорбции называется коэффициент, определяющий увлажненность изоляции для решения вопроса о необходимости сушки изоляции.

Для вычисления коэффициента абсорбции измеряют сопротивление изоляции через 15 с — R_{15} от момента приложения напряжения и сопротивление изоляции через 60 с — R_{60} и вычисляют

$$K_{\text{АБС}} = \frac{R_{60}}{R_{15}} [47]52.$$

В нормальном состоянии изоляции $K_{\text{АБС}}$ больше или равен 1,3. В случае, если изоляция сухая, $K_{\text{АБС}} > 1,4$. Влажная изоляция имеет близким к 1. Это является сигналом к тому, что изоляцию надо сушить. Температура окружающей среды оказывает влияние на $K_{\text{АБС}}$, во время испытаний изоляции мегаомметром она должна быть в пределах от $+10^{\circ}\text{C}$ до $+25^{\circ}\text{C}$. С ростом температуры $K_{\text{АБС}}$ уменьшается, а с понижением температуры — увеличивается.

Суть измерения $K_{\text{АБС}}$ заключается в том, что любой проводник представляется собой одну обкладку конденсатора, а корпус (земля) — вторую обкладку конденсатора. Напряжение мегаомметра, приложенное к проводнику, постепенно заряжает эту емкость. Чем выше качество изоляции, тем больше времени требуется для полного заряда емкости током абсорбции. В начальные моменты времени ток через емкость большой, тогда мегаомметр показывает небольшое сопротивление изоляции R_{15} , по мере заряда емкости через 60 с ток абсорбции снижается примерно на 30%, и сопротивление изоляции R_{60} увеличивается. При влажной изоляции ток абсорбции не сильно изменяет свое значение через 15 и 60 с момента начала замера, поэтому коэффициент абсорбции близок к единице.

8.2. Испытание электрооборудования повышенным напряжением

Основным критерием удовлетворительного состояния кабеля является испытание повышенным напряжением каждой жилы относительно оболочки и двух других заземленных жил. Кабели до 1 кВ испытывают при капитальных ремонтах напряжением 2,5 кВ выпрямленного напряжения. Кабели с бумажной и пластмассовой изоляцией 10 кВ испытывают напряжением 60 кВ, а кабели с резиновой изоляцией напряжением 20 кВ, при этом значение тока утечки не должно превышать 300 мкА, а асимметрия токов утечки по фазам должна быть не более 8...10%.

Испытание повышенным выпрямленным напряжением производится от специальной установки. При этом высоковольтный вывод испытательной установки присоединяется к одной из жил кабеля, а на две другие накладывается переносное заземление. Подъем напряжений осуществляется со скоростью 1...2 кВ/с до максимального испытательного напряжения. При этом постоянно контролируется ток утечки. По достижении испытательного напряжения начи-

нается отсчет выдержки времени. На последней минуте испытания производится отсчет тока утечки. Кабель должен выдержать испытательное напряжение в течение 1 мин.

После этого испытательное напряжение снижается до нуля. После снижения напряжения заряженный постоянным напряжением кабель разряжают в два этапа. На первом этапе заряд кабеля снижают путем соединения жилы кабеля с заземлением через разрядное сопротивление. На втором этапе кабель соединяют непосредственно с заземлением. Двухэтапный разряд кабеля после испытаний предусмотрен для исключения резкого изменения тока $\frac{di}{dt}$ при разряде жилы кабеля на заземление, иначе за счет индуктивности кабеля может возникнуть такая ЭДС $e = L \frac{di}{dt}$, которая повредит изоляцию кабеля, прошедшего испытания.

Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты является распространенным методом. Сущность испытания заключается в том, что напряжение подается на испытуемый образец через миллиамперметр. Напряжение плавно повышается до величины испытательного и выдерживается в течение одной минуты. Изоляция считается пригодной, если не происходит пробоя и ток утечки не превосходит допустимой величины.

Схема содержит испытательный повышающий трансформатор T2, регулировочный автотрансформатор T1, защитный резистор R1, предназначенный для демпфирования колебаний при пробое изоляции и снижения, возникающих в обмотке трансформатора перенапряжений, и измерительные приборы: вольтметр, шкала которого проградуирована в кВ, и миллиамперметр (рис. 8.1)

Мощность испытательной установки должна быть достаточной для того, чтобы установившийся ток короткого замыкания на стороне высокого напряжения был не менее 40 мА при испытаниях твердых диэлектриков и не менее 20 мА — при испытаниях жидких диэлектриков.

Испытание изоляции кабелей 0,38 кВ осуществляют мегаомметром на 2500 В.

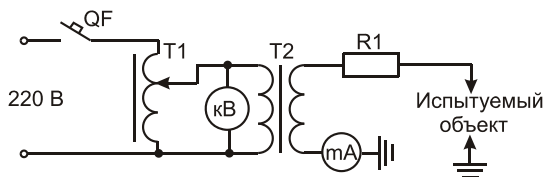


Рис. 8.1

Испытание повышенным напряжением

Результаты испытаний считаются удовлетворительными, если при испытаниях не произошло пробоя, не наблюдалось бросков тока, ток утечки при приложении испытательного напряжения не возростал, сопротивление изоляции осталось неизменным до и после испытания повышенным переменным напряжением.

К недостаткам данного метода испытания повышенным напряжением относятся [49]:

— во время испытаний повышенным напряжением изоляция ослабляется (происходит ионизация газовых включений). Эти изменения накапливаются и со временем могут развиваться при воздействии перенапряжений;

— напряжение промышленной частоты выявляет только часть дефектов ослабленной изоляции. У электрооборудования с большой емкостью возможность обнаружения даже грубых повреждений является сомнительной. Большой емкостный ток не дает возможности обнаружить процесс возникающего пробоя;

— при испытаниях возможен пробой изоляции, которая выдержала бы работу в нормальных условиях эксплуатации;

— испытательное оборудование имеет большие массогабаритные характеристики.

8.3. Тангенс угла диэлектрических потерь

В случае идеальной изоляции ее можно представить в виде емкости. Однако в реальной изоляции емкость C зашунтирована сопротивлением R (рис. 8.2). При приложении к изоляции напряжения $\underline{U}_{\text{ист}}$ через емкость C протекает емкостный ток I_C , опережающий вектор приложенного напряжения на 90° (вращение векторов против часовой стрелки), а через активное сопротивление R протекает ток I_R , совпадающий по направлению с напряжением $\underline{U}_{\text{ист}}$. Величина тока I_C при известной емкости определяется:

$$I_C = \frac{U}{X_C} = U \cdot b,$$

где X_C — емкостное сопротивление конденсатора, $X_C = \frac{1}{\omega C}$; b — емкостная проводимость, $b = \frac{1}{X_C} = \omega C$.

Величина тока через активное сопротивление I_R находится аналогично:

$$P = I_R^2 \cdot R = \frac{I_R^2}{g} = \frac{(U^2 \cdot g^2)}{g} = U^2 \cdot g,$$

где g — активная проводимость, $g = \frac{1}{R}$.

Практически идеальных диэлектриков не существует. От протекающих токов в реальной изоляции всегда имеется потеря энергии, поэтому из сети изоляцией потребляется не только реактивная, но и активная мощность:

$$Q = U \cdot I_C = I_C^2 X_C = \frac{I_C^2}{b} = \frac{(U^2 \cdot b^2)}{b} = U^2 \cdot b,$$

$$P = I_R^2 \cdot R = \frac{I_R^2}{g} = \frac{(U^2 \cdot g^2)}{g} = U^2 \cdot g,$$

Отношение активной мощности, потребляемой изоляцией, к реактивной мощности и называется *тангенсом угла диэлектрических потерь* — *тангенсом дельта* (в треугольнике проводимостей это отношение противолежащего катета

к прилежащему). Так как активная мощность, потребляемая изоляцией, значительно меньше реактивной и отношение их измеряется сотыми долями, то удобнее тангенс угла диэлектрических потерь выражать в процентах.

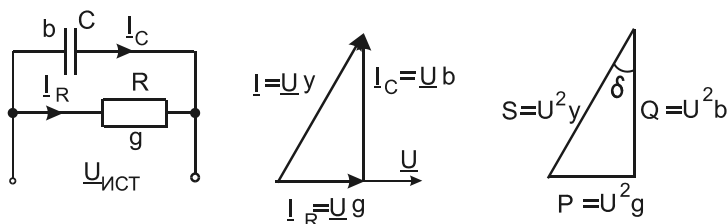


Рис. 8.2

Определение тангенса угла диэлектрических потерь
(полная проводимость обозначена буквой y)

Потребление энергии изоляцией вызывается разными причинами. Во многих твердых диэлектриках под воздействием приложенного переменного напряжения происходят колебания частиц, имеющих заряды (атомов, молекул), что сопровождается затратой энергии. Кроме того, диэлектрики проводят ток не только путем заряда и разряда, а непосредственно, и протекание этого тока проводимости так же, как в проводниках, сопряжено с потерями.

Особенно большие потери возникают в неоднородных изолирующих материалах, в которых наряду с хорошими диэлектриками имеются вещества с пониженными диэлектрическими свойствами. Емкостные токи, протекая через вкрапления этих частиц, в толще материала создают значительные потери. Достаточно небольших примесей таких веществ, распределенных по всему материалу, чтобы потери в таком материале значительно возросли.

Так, увеличение влагосодержания в электрокартоне с 0,5 до 3,0% вызовет рост диэлектрических потерь примерно в 25 раз. Поскольку реактивная мощность при этом изменяется мало (она зависит от емкости), тангенс угла диэлектрических потерь значительно возрастает — с 0,8 до 11%.

Таким образом, тангенс угла диэлектрических потерь является чувствительным показателем увлажнения изоляции, особенно если она состоит из волокнистых материалов и увлажняется во всем объеме, например, в трансформаторах. Кроме увлажнения изоляции, $\operatorname{tg}(\delta)$ является в известной степени показателем наличия воздушных включений в ней. Так, если $\operatorname{tg}(\delta)$ растет с увеличением приложенного напряжения, то это означает, что в изоляции имеются воздушные включения. Объясняется это тем, что воздух с увеличением напряжения во все большей степени начинает проводить ток, в связи с этим возрастают потери. Для измерений изоляции вводов и обмоток высоковольтных трансформаторов используются специальные высоковольтные мосты, в которых происходит сравнение тока, текущего через изоляцию с током в искусственной цепи, составленной из конденсаторов и сопротивлений.

Величина $\operatorname{tg}(\delta)$ сильно увеличивается при увеличении температуры, что следует иметь в виду при сравнении результатов измерений.

Несмотря на незначительный $\text{tg}(\delta)$, следует учитывать токи утечки через активную проводимость при расчете потерь активной энергии в кабелях. В соответствии с инструкцией № 326 Минэнерго РФ потери в изоляции кабеля, например, 10 кВ сечением 120 мм² составляют 1080 кВт·ч в год при длине 1 км. При сечении кабеля 25 мм² потери энергии снижаются в два раза.

8.4. Измерение целостности цепи заземления

Части электрооборудования, подлежащие заземлению, должны иметь надежное контактное соединение с заземляющим устройством либо с заземленной конструкцией, на которой они установлены. Для углубленной ориентации по заземляющим устройствам следует изучить понятия и термины по заземлениям в приложении Е.

Проверка непрерывности металlosвязи производится в отношении всех подлежащих заземлению элементов электроустановки, а это корпуса и станины станков, корпуса электродвигателей, металлические дверцы и корпуса распределительных щитов, дверцы и корпуса шкафов управления, корпуса металлических светильников, электрические лотки и короба, воздухопроводы, трубопроводы, защитные контакты розеток и др.

Предварительно качество электрических соединений проверяется осмотром, а сварочных соединений — ударами молотка с последующими измерениями цепи. Переходное сопротивление (металlosвязь) в месте контактного соединения не должно превышать 0,05 Ом. Измерения выполняются миллиомметром.

8.5. Измерение сопротивления заземляющего устройства

8.5.1. Назначение заземления

Заземление (заземляющее устройство) выполняет несколько функций. Без заземлений невозможна работа электрических сетей. Заземление представляют собой заземлитель, который непосредственно соприкасается с землей, и заземляющие проводники, соединяющие заземлители с элементами электрической сети (рис. 8.3).

Заземлитель состоит из вертикальных электродов, выполняемых обычно из круглой стали (иногда из уголка), и горизонтальных электродов, выполняемых из круглой стали или полосового железа. Вертикальные и горизонтальные электроды соединяются между собой сваркой. Горизонтальные электроды заглубляют в грунт на 0,7 м.

На крупных подстанциях и электростанциях горизонтальные электроды представляют собой сетку с ячейками 5...6×5...6 м.

Это обеспечивает выравнивание потенциала по поверхности земли и между руками и ногами человека, прикасающегося к корпусу при повреждении изоляции электрооборудования.

На подстанции и трансформаторном пункте заземления необходимы:

1) для нейтрализации грозовых разрядов при прямом ударе молнии в молниеотвод или от набегающих со сторон линий электропередачи волн перенапряжений;

- 2) для безопасного прикосновения к корпусам электрооборудования при повреждении изоляции;
- 3) для облегчения отключения однофазных коротких замыканий в сетях 380 В;
- 4) для создания контура при установке дугогасящего реактора для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью 6...35 кВ;
- 5) для измерения фазных и линейных напряжений в сетях с изолированной нейтралью;
- 6) для создания напряжения нулевой последовательности на выводах обмотки трансформатора напряжения, соединенной в разомкнутый треугольник, при замыкании на землю в сетях с изолированной нейтралью.

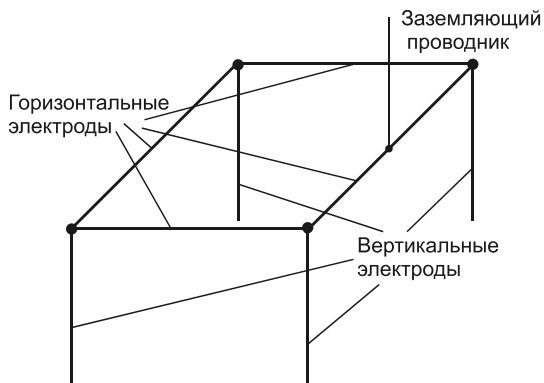


Рис. 8.3
Заземление трансформаторного пункта

Проектирование заземляющих устройств следует выполнять в соответствии с требованиями ПУЭ и нормированием по допустимому напряжению прикосновения или по допустимому сопротивлению, а также с учетом требований по снижению импульсных помех для обеспечения работы релейной защиты, автоматики, телемеханики, связи.

Каждая подстанция имеет заземляющее устройство из вертикальных и горизонтальных электродов. К заземляющему устройству подключаются корпуса электрооборудования: трансформаторов, выключателей, разъединителей, металлические части распределительных устройств, нормально в работе не находящиеся под напряжением. Но при авариях эти элементы могут оказаться под напряжением [50]. Заземляются опоры линий электропередачи, крюки и штыри, на которых крепятся изоляторы. У металлических и железобетонных опор подземная часть частично служит частью заземляющего устройства. На железобетонных опорах в нижней части приваривается к арматуре стоек заземляющий выпуск с таким расчетом, чтобы после установки опоры верхняя часть выпуска находилась над землей для того, чтобы обеспечить измерение сопротивления заземления и при необходимости подключить через разъёмное соеди-

нение дополнительные электроды. Заземление нулевых точек трансформаторов 10/0,4 кВ обеспечивает их безопасную эксплуатацию.

Практически на всех линиях 10 кВ сопротивление заземляющего устройства следует принимать от 10 до 30 Ом.

Для подстанций (ТП) и распределительных пунктов 6...10/0,4 кВ должно быть выполнено одно общее заземляющее устройство, к которому должны быть присоединены;

1) нейтраль трансформатора на стороне напряжением 0,4 кВ;

2) корпус трансформатора;

3) металлические оболочки и броня кабелей до и свыше 1 кВ;

4) открытые проводящие части электроустановок потребителей до 1 кВ и выше. Открытая проводящая часть — это нетоковедущая часть, доступная прикосновению человека, который может оказаться под напряжением при нарушении изоляции;

5) сторонние проводящие части. Сторонняя проводящая часть — это проводящая часть, которая не является частью электроустановки, которая обычно находится под потенциалом земли.

К сторонним проводящим частям относят проводящие части здания, металлические конструкции здания, например, стальные балки, колонны и арматура, полы, стены и потолки, выполненные из металлического листа. Сторонними проводящими частями также являются, например, металлические трубы газопроводов, водопровода и система отопления, газовые плиты, металлические ванны, раковины, радиаторы, смесители. Сторонние проводящие части здания обычно заземляют. Поэтому они при нормальных условиях находятся под электрическим потенциалом локальной земли.

8.5.2. Назначение заземления трансформаторного пункта

Трансформаторные пункты (ТП) выполняют одно- или двухтрансформаторными, реже трехтрансформаторными. ТП предназначен для преобразования напряжения 6, 10, 35 кВ в 0,4 кВ. Одна или несколько линий высокого напряжения подключаются к шкафу или щиту высокого напряжения. Если подходит несколько линий 10 кВ, то щит высокого напряжения может быть проходным. Для потребителей 2-й и 1-й категории по надежности электроснабжения используют чаще всего двухтрансформаторные ТП, причем каждый трансформатор питается от независимой линии 10 кВ. Напряжение 0,4 кВ от каждого трансформатора через разьединитель, трансформатор тока со счетчиком подключается к системе шин 0,4 кВ. От шин 0,4 кВ к потребителям отходят 4-проводные линии 0,4 кВ. Заземление ТП выполняют из сваренных вертикальных и горизонтальных электродов. Причем горизонтальные электроды располагают не ближе 1 м от фундамента здания.

ТП могут быть столбовые, когда все оборудование размещается на одной опоре, комплектные металлические и кирпичные.

К заземлителю подключаются:

— корпуса трансформаторов;

- все металлические нетоковедущие элементы;
- нулевая точка обмотки, соединенной в звезду с нулем трансформатора 10/0,4 кВ.

Корпус трансформатора заземляется, чтобы обезопасить персонал в случае соединения обмотки высокого напряжения с корпусом. Чаще всего повреждаются высоковольтные изоляторы щита высокого напряжения, тогда на корпусе будет напряжение, равное падению напряжения на заземлителе трансформатора и всех отходящих линий 0,4 кВ. Ток замыкания на корпус будет протекать через емкости неповрежденных фаз питающей сети с изолированной нейтралью и редко превышает 10 А в сельской местности. Учитывая, что сопротивление заземления ТП с отходящими линиями не превышает 4 Ома, максимальное напряжение прикосновения на корпусах электрооборудования составит 40 В.

Нулевая точка обмотки низкого напряжения трансформатора требует глужого заземления по трем причинам.

Первая причина: если не заземлить нулевую точку и подключить к сети 380/220 В потребителей, то они все будут работать. Даже повреждения изоляции внутри корпуса электродвигателя отключатся релейными защитами за счет зануления корпуса. Но в случае обрыва воздушной линии, выполненной неизолированным проводом, и падения фазного провода на землю без касания нулевого провода, опасно прикосновение к корпусам электрооборудования человеку и животным (рис. 8.4).

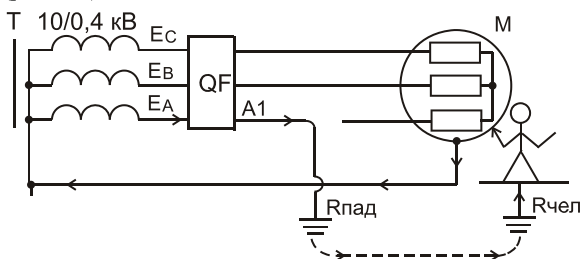


Рис. 8.4

Обрыв фазного провода без заземления трансформатора

Через землю и через человека начинает протекать опасный ток. По кон-туру представленного стрелками, тока составим схему замещения (рис. 8.5).

Вычислим ток, протекающий через человека:

$$I_{\text{чел}} = \frac{E}{R_{\Phi} + R_{\text{пад}} + R + R_{\text{нп}}}, \quad I_{\text{чел}} = \frac{230}{0,3 + 100 + 1000 + 0,5} = 0,209 \text{ А}.$$

Такой ток смертелен для человека.

При заземленной нулевой точке трансформатора распределение токов изменится, большая часть тока будет замыкаться через заземление трансформаторного пункта (рис. 8.6).

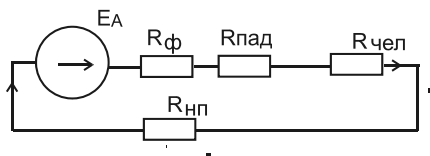


Рис. 8.5

Схема замещения с обрывом фазного провода:

R_ϕ — сопротивление фазного провода, примем до обрыва $R_\phi = 0,3$ Ом; $R_{\text{пад}}$ — сопротивление в месте падения провода на землю, $R_{\text{пад}} = 100$ Ом; $R_{\text{чел}}$ — сопротивление тела человека, принимаем $R_{\text{чел}} = 1\,000$ Ом; $R_{\text{нп}}$ — сопротивление нулевого провода, принимаем $R_{\text{нп}} = 0,5$ Ом.

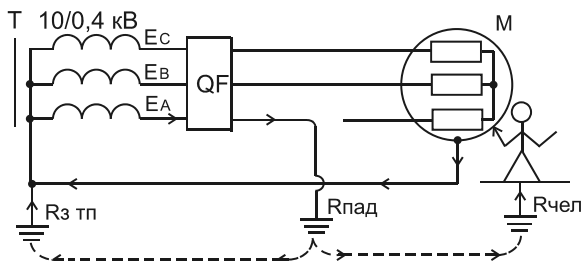


Рис. 8.6

Распределение токов с заземлением нулевой точки трансформатора

После упавшего провода ток разветвляется, небольшая часть пойдет через человека (сопротивление человека $1\,000$ Ом), а другая часть тока пойдет через заземление подстанции, что отразится на схеме замещения (рис. 8.7).

Сопротивление заземления ТП составляет 4 Ом. Тогда напряжение на заземлении ТП составит:

$$R_{\text{изм}} = \frac{U_{\text{изм}}}{I_{\text{изм}}}, U_{\text{зТП}} = \frac{230}{0,3 + 100 + 4} = 8,82 \text{ В.}$$

Под действием этого напряжения через человека будет протекать ток

$$I_{\text{чел}} = \frac{U_{\text{зТП}}}{R_{\text{нп}} + R_{\text{чел}}}, I_{\text{чел}} = \frac{8,82}{0,5 + 1\,000} = 0,0088 \text{ А.}$$

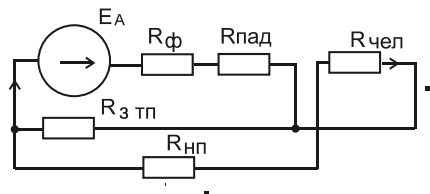


Рис. 8.7

Схема замещения с заземлением нулевой точки трансформатора

Такой ток безопасен для человека. Но величина тока в фазном проводе составит:

$$I_{\Phi} = \frac{E_a}{R_{\Phi} + R_{\text{ПД}} + R_{\text{ЗТП}}}, I_{\Phi} = \frac{230}{0,3 + 100 + 4} = 2,2 \text{ А.}$$

Такой ток недостаточен для срабатывания даже полупроводниковой защиты на выключателе QF (см. рис. 8.8). Провод остается лежать на земле под напряжением, представляя смертельную опасность для живых организмов, прикоснувшихся к упавшему проводу. К такому проводу даже приближаться нельзя, его можно отключить только вручную на ТП. Это является одной из причин массового применения на воздушных линиях 380 В самонесущих изолированных проводов (СИП). У этих переплетенных между собой фазных и нулевого проводов практически исключается обрыв и падение на землю фазного провода.

Первый вывод: заземление нулевой точки вторичной обмотки 0,4 кВ трансформатора необходимо для безопасного прикосновения к корпусам электрооборудования в случае падения фазных проводов на землю.

Вторая причина: на стержнях трансформатора ближе к магнитопроводу уложены витки обмотки низкого напряжения НН и соединены в звезду с выведенным нулем. Сверху каждой фазы низкого напряжения уложены витки обмотки высокого напряжения ВН (10 кВ). Не исключена вероятность, что между витками обмотки ВН и витками обмотки НН нарушится изоляция и витки коснутся друг друга. Тогда при отсутствии соединения нулевой точки с землей напряжение 10 кВ приложится ко всему электрооборудованию сети 380 В (рис. 8.8). Изоляция, например, электродвигателя не рассчитана на такое напряжение относительно земли, и электродвигатель выйдет из строя.

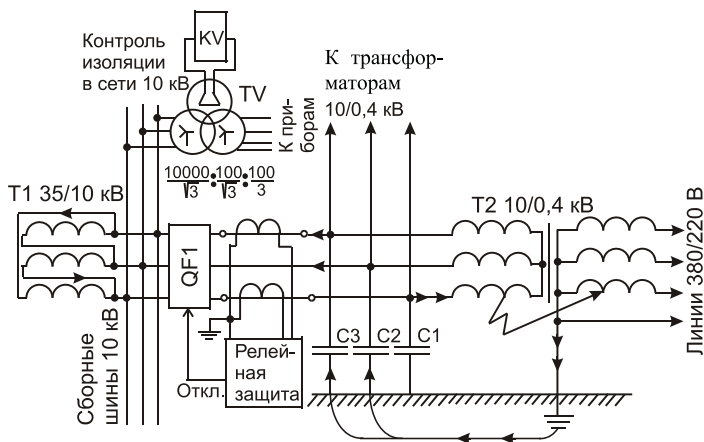


Рис. 8.8

Растекание тока при повреждении изоляции между обмотками потребительского трансформатора

При наличии глухого заземления нейтрали трансформатора 10/0,4 кВ ток с поврежденной фазы 10 кВ пройдет через часть обмотки НН и через емкости

неповрежденных фаз сети 10 кВ, замкнется через обмотку питающего трансформатора 35/10 кВ, соединенную в треугольник.

Ток замыкания на землю не превышает 10 А, поэтому вторичные напряжения у потребителей искажаются незначительно. Относительно нулевого провода потенциал земли будет равен падению напряжения на заземляющем контуре ТП от тока замыкания на землю. При токе замыкания на землю в сети 10 кВ 5 А и сопротивлении заземления ТП — 4 Ом, тогда относительно земли напряжения на корпусах потребителей составит 20 В.

Второй вывод: заземление нулевой точки вторичной обмотки 0,4 кВ трансформатора необходимо для исключения повреждения изоляции относительно земли на стороне НН в случае нарушения изоляции между обмотками высокого и низкого напряжения трансформатора.

Третья причина: при отсутствии заземления нулевой точки обмотки НН трансформатора повреждение изоляции между обмотками ничем не сигнализируется и человек может попасть под напряжение, прикоснувшись к проводу 380 В с поврежденной изоляцией. Повреждение между обмотками можно рассматривать как замыкание на землю в сети 10 кВ через небольшое сопротивление вторичной обмотки трансформатора. При этом искажаются фазные напряжения на стороне 10 кВ, но не изменяются линейные напряжения, а у потребителей линейные напряжения могут несколько измениться. Для контроля искажения фазных напряжений в сети 10 кВ на подстанциях устанавливают трансформаторы напряжения. Одна из вторичных обмоток трансформатора напряжения соединяется в разомкнутый треугольник, к которой подключается реле напряжения КВ, которое подает сигнал о повреждении изоляции (см. рис. 8.10). По этому сигналу начинают отыскивать место повреждения изоляции.

Третий вывод: заземление нулевой точки вторичной обмотки 0,4 кВ трансформатора необходимо для сигнализации на питающей подстанции повреждения изоляции между обмотками потребительского трансформатора.

8.5.3. Заземлители

В электрических сетях сопротивление заземлений нормируется. Сопротивление заземляющего устройства, к которому подключены нейтрали генераторов или трансформаторов, в любое время года должно быть **не более 4 Ом при линейных напряжениях 380 В**. Это сопротивление должно быть обеспечено с учетом использования естественных заземлителей, а также заземлителей повторных заземлений PEN или PE проводника ВЛ напряжением до 1 кВ при количестве отходящих линий не менее двух. **Сопротивление заземлителя, расположенного в непосредственной близости от нейтрали генератора или трансформатора, должно быть не более 30 Ом при линейных напряжениях 380 В.** При удельном сопротивлении земли $\rho \geq 100 \text{ Ом}\cdot\text{м}$, допускается увеличивать указанные нормы в $0,01\rho$ раза, но не более десятикратного.

На концах ВЛ или ответвлений от них длиной более 200 м, а также на вводах ВЛ к электроустановкам, в которых в качестве защитной меры при косвенном прикосновении применяется автоматическое отключение питания, должны быть выполнены повторные заземления PEN проводника. При этом в первую

очередь следует использовать естественные заземлители, например, подземные части металлических и железобетонных опор, а также заземляющие устройства, предназначенные для защиты зданий и электроустановок от грозовых перенапряжений. Указанные повторные заземления выполняются, если более частые заземления по условиям защиты от грозовых перенапряжений не требуется.

Заземляющие проводники для повторных заземлений PEN проводника должны иметь размеры не менее приведенных в табл. 8.1

Общее сопротивление растеканию заземлителей (в том числе естественных) всех повторных заземлений PEN проводника каждой ВЛ в любое время года должно быть не более 10 Ом для линейного напряжения 380 В. При этом **сопротивление растеканию заземлителя каждого из повторных заземлений должно быть не более 30 Ом** при том же напряжении 380 В [51].

Таблица 8.1

Конструктивное исполнение заземляющих проводников

Материал	Профиль сечения	Диаметр, мм	Поперечное сечение, мм ²	Стенка, мм
Сталь черная	Круглый для вертикальных заземлителей	16	-	-
	Круглый для горизонтальных заземлителей	10	-	-
	Прямоугольный	-	100	4
	Угловой	-	100	4
	Трубный	32	-	3,5
Сталь оцинкованная	Круглый для вертикальных заземлителей	12	-	-
	Круглый для горизонтальных заземлителей	10	-	-
	Прямоугольный	-	75	3
	Трубный	25	-	2

Для заземления железобетонных опор в качестве заземляющих проводников следует использовать те элементы продольной арматуры стоек, металлические элементы которых соединены между собой и могут быть присоединены к заземлителю. В качестве заземляющего проводника вне стойки прокладывают специальный проводник, используемый для измерения сопротивления заземлителя. Оттяжки железобетонных опор должны использоваться в качестве заземляющих проводников дополнительно к арматуре.

В случае установки опор в скальных грунтах допускается прокладка лучевых заземлителей непосредственно под разборным слоем над скальными породами при толщине слоя не менее 0,1 м. При меньшей толщине этого слоя или его отсутствии рекомендуется прокладывать заземлители по поверхности скалы с заливкой их цементным раствором.

В качестве естественных заземлителей могут быть использованы:

- 1) металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей, даже имеющие гидроизоляционное покрытие;
- 2) металлические трубы водопровода, проложенные в земле;

- 3) обсадные трубы буровых скважин;
- 4) металлические элементы гидротехнических сооружений;
- 5) рельсовые пути магистральных неэлектрифицированных железных дорог и подъездные пути при наличии перемычек между рельсами;
- 6) металлические оболочки бронированных кабелей, проложенных в земле. Оболочки кабелей могут служить единственными заземлителями при количестве кабелей не менее двух. **Алюминиевые оболочки кабелей в качестве заземлителей использовать не допускается.**

Не допускается использовать в качестве заземлителей трубопроводы горючих жидкостей, горючих и взрывоопасных газов и смесей и трубопроводы канализации и центрального отопления.

Искусственные заземлители могут быть из черной или оцинкованной стали или медные, искусственные заземлители не должны быть окрашены.

Вертикальные заземлители (электроды) погружаются в землю ниже глубины промерзания, предпочтительнее электроды длиной 5 м. Погружаются в землю такие электроды методом вдавливания или ввертывания. Для этого нижний конец электрода заостряется. Заводы выпускают приспособления для ввертывания электродов как с электродвигателями, так и с двигателями внутреннего сгорания. Рабочим органом является полый шпиндель, на конце которого закреплен зажим для погружаемого электрода. Привод шпинделя осуществляется от электродвигателя мощностью 1,5 кВт через редуктор, уменьшающий частоту вращения до 230 об/мин. Электрод зажимают в цанговом патроне, включают двигатель и погружают электрод на глубину хода подвижной части. Далее двигатель отключают, освобождают электрод путем поднятия от цангового зажима, поднимают двигатель, и процесс повторяется до полного погружения электрода.

Заводы выпускают менее мощный, но широко распространенный электрозаглубитель типа ПЭ-12, позволяющий ввертывать электроды диаметром 12 мм на глубину 5 м. Заглубитель выполнен на базе электросверлилки и рассчитан на усилие одного рабочего, который собственным весом надавливает на рукоятки сверлилки. Заглубителем ПЭ-12 нельзя погружать электроды в мерзлые грунты из-за малой мощности электродвигателя, тогда вместо электрода в заглубитель вставляют длинное спиральное сверло и погружают его до нижележащего талого грунта.

Траншеи после прокладки горизонтальных заземлителей должны заполняться однородным грунтом, не содержащим щебня и строительного мусора. Не следует располагать заземлители в местах, где земля подсушивается под действием тепла трубопроводов.

8.5.4. Измерение удельного сопротивления грунта

На стадии проектирования сопротивление одиночного круглого вертикального электрода вычисляется по формуле [49]

$$R_{\text{ВЕР}} = \frac{\rho}{2\pi L} \left(\ln \frac{2L}{d} + \frac{1}{2} \ln \frac{4t + L}{4t - L} \right),$$

ρ — удельное сопротивление грунта, Ом/м; L — длина вертикального электрода, м; d — диаметр электрода, м; t — расстояние верхней части электрода от поверхности земли, м.

Сопротивление одиночного горизонтального электрода, углубленного в грунт на глубину t , сопротивление вычисляется по формуле

$$R_{\text{ГОР}} = \frac{\rho}{2\pi L} \ln \frac{2L^2}{d \cdot t}.$$

Для более сложных заземлителей в формулах учитывают взаимное экранирование электродов.

Приведенные формулы показывают, что на количество вертикальных и горизонтальных электродов заземлителя, а значит, на его стоимость огромное влияние оказывает удельное сопротивление земли. Удельное сопротивление грунта — это сопротивление куба с ребрами в 1 м (рис. 8.9).

В проектах рассчитывают примерные значения заземлителя, а после монтажа и контрольных измерений добавляют необходимое количество электродов, чаще всего вертикальных. Иногда выполняют выносные заземлители, когда опора стоит на скале, а вблизи имеется влажный грунт.

Земля является плохим проводником электрического тока. Так, среднее удельное сопротивление грунта 100 Ом·м, а меди $175 \cdot 10^{-10}$ Ом·м.

В эксплуатации удельное сопротивление грунта измеряют прибором для измерения сопротивлений заземления специальной схемой с 4 электродами, погружаемыми в землю.

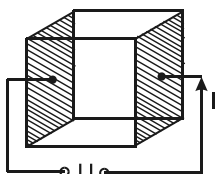


Рис. 8.9

Представление удельного сопротивления земли

При отсутствии прибора для измерения удельного сопротивления грунта ρ , Ом·м, используют схему с понижающим трансформатором (рис. 8.10).

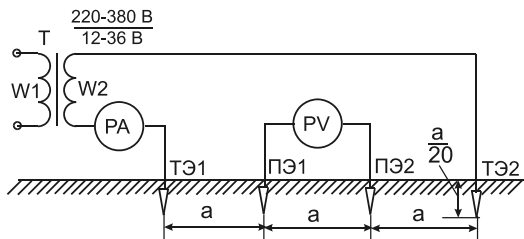


Рис. 8.10

Принцип измерения удельного сопротивления

Электроды для измерения погружают в землю на глубину не менее $a/20$, примерно соблюдают одинаковое расстояние « a » между электродами. От понижающего трансформатора через амперметр РА пропускают ток через землю между токовыми электродами ТЭ1 и ТЭ2, между потенциальными электродами ПЭ1 и ПЭ2 вольтметром PV измеряют напряжение.

По измеренному напряжению вольтметром PV и току, измеренному амперметром РА, вычисление удельного сопротивления грунта ρ выполняют по формуле

$$\rho = 2\pi a \left(\frac{U_{\text{изм}}}{I_{\text{изм}}} \right),$$

где a — расстояние между электродами.

Использование различных расстояний между испытательными электродами позволяет измерять удельное сопротивление на разных глубинах земли. С увеличением расстояния « a » измеряется более глубокий уровень материала земли. Аналогичные измерения измеряются прибором М-416, принцип действия которого рассмотрен в п. 8.5.6.

Удельное сопротивление земли следует определять, принимая в качестве расчетного значения соответствующее тому сезону года, при котором сопротивление заземляющего устройства или напряжение прикосновения принимает наибольшее значение (табл. 8.2).

По измерениям удельного сопротивления земли может быть грубо определена структура материала земли по глубине.

Таблица 8.2

Приблизительные значения удельных сопротивлений грунта

Грунт	ρ , Ом·м	Грунт	ρ , Ом·м	Вода	ρ , Ом·м
Глина	8...70	Торф	10...30	Морская	0,2...1
Суглинок	40...150	Чернозем	9...53	Речная	10...100
Песок	400...700	Садовая земля	30...60	Прудовая	40...50
Супесь	150...400	Каменистый	500...800	Грунтовая	20...70

8.5.5. Измерение заземляющих устройств в эксплуатации

Сопротивлением растекания с заземлителя называют сопротивление, оказываемое току, растекающемуся с заземлителя в грунт [49]. Оно определяется как отношение напряжения на заземлителе относительно земли к току, протекающему через заземлитель. Напряжением относительно земли при замыкании на корпус называется напряжение между этим корпусом и точками земли, находящимися вне зоны растекания токов, но не ближе 20 м.

Сопротивлением заземляющего устройства называется суммарное сопротивление, состоящее из сопротивления растекания заземлителя и сопротивления заземляющих проводников.

Сопротивление заземляющего устройства токам промышленной частоты периодически проверяется специальными приборами. При их отсутствии сопротивление заземления можно проверить методом амперметра и вольтметра (рис. 8.11). Для этого потребуется понижающий трансформатор со вторичным напряжением 12...36 В, вольтметр, амперметр, токовый и потенциальный

(зонд) электроды. Эти электроды представляют собой металлические штыри с поперечинами для удобства погружения и извлечения из земли и соединяемые гибкими проводниками с измеряемым заземлителем.

Расстояние между испытуемым заземлением $R_{изм}$ и токовым электродом (ТЭ) должно быть такое, чтобы ТЭ не попадал в зону растекания тока с заземлителя. Для заземления, выполненного из одного вертикального электрода, это расстояние составляет 30...40 м. Потенциальный электрод (ПЭ) располагается не ближе 20 м от заземления.

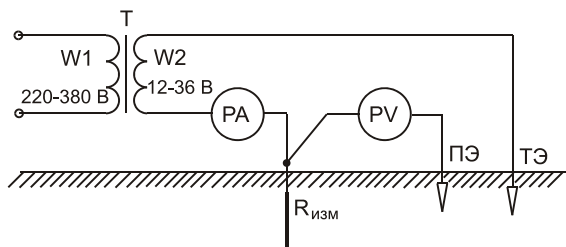


Рис. 8.11

Измерение заземления от понижающего трансформатора

При подключении трансформатора через $R_{изм}$ и ТЭ протекает ток, фиксируемый амперметром $I_{изм}$, а между $R_{изм}$ и ПЭ включается вольтметр, который измеряет напряжение $U_{изм}$, которое падает на $R_{изм}$. Сопротивление заземления находят по закону Ома:

$$R_{изм} = \frac{U_{изм}}{I_{изм}}.$$

Для приближенных измерений напряжение и ток можно измерять токоизмерительными клещами.

Приборы для измерения сопротивления заземления действуют по такому же принципу. Постоянное напряжение в приборе преобразуется в переменное, которое подводится к испытуемому заземлителю. На выходе прибора установлен логометр, к которому подводится ток, протекающий через ТЭ, и напряжение между $R_{изм}$ и ПЭ. По шкале прибора отсчитываются значения в омах.

Наиболее распространенным прибором для измерения сопротивления заземления является М-416. Питание прибора осуществляется от батареек или аккумулятора. Постоянное напряжение источника инвертором преобразуется в переменное напряжение, используемое для пропускания через электроды, а затем выпрямляется. Прибор работает по принципу магнитоэлектрического логометра. Он содержит две рамки-обмотки, одна из которых включается как амперметр, вторая как вольтметр. Эти обмотки действуют на ось прибора в противоположных направлениях, благодаря чему отклонение стрелки пропорционально сопротивлению. Шкала прибора отградуирована в Омах. Для измерения испытуемого заземления также необходимо иметь потенциальный и токовый электроды. Гибкие провода от них подключаются к четырем клеммам прибора. Измерения желательно проводить в двух-трех местах и принимать среднее значение.

На деревянных опорах с повторным заземлением PEN-провода можно использовать такой способ. Подключить после повторного заземления однофазную нагрузку. Большая часть тока этой нагрузки будет протекать по нулевому проводу, но небольшой ток будет замыкаться через повторный заземлитель и заземляющее устройство ТП. Если измерить напряжение между потенциальным электродом, отнесенным на 15...20 м от испытуемого заземлителя, а миллиамперметром измерить ток в заземляющем спуске, то от деления полученного напряжения на ток получим искомое примерное сопротивление повторного заземлителя.

8.6. Измерение напряжения прикосновения

Для защиты скота от электропатологии в помещениях для содержания, на пастбищах и площадках, где используется электроподогрев, необходимо использовать устройства выравнивания электрических потенциалов (УВЭП) [52]: обеспечение электрической связи между открытой проводящей частью, к которой может прикасаться животное или человек, и поверхностью земли или проводящего пола. УВЭП — устройство, состоящее из находящихся в земле или токопроводящем полу проводников, электрически соединенных между собой и с открытыми проводящими частями, обеспечивающее выравнивание электрических потенциалов.

Контроль исправности УВЭП или проверка достаточности естественного выравнивания электрических потенциалов должны осуществляться двумя способами. По первому способу измеряется напряжение прикосновения и шага на полу стойл в местах размещения животных. Второй способ заключается в оценке реакции (по отсутствию вздрагивания) на кратковременную (не более 0,05 с) подачу фазного напряжения сети 220 В непосредственно на заземленные металлоконструкции, которые могут быть доступны для прикосновения животным, например автопоилки.

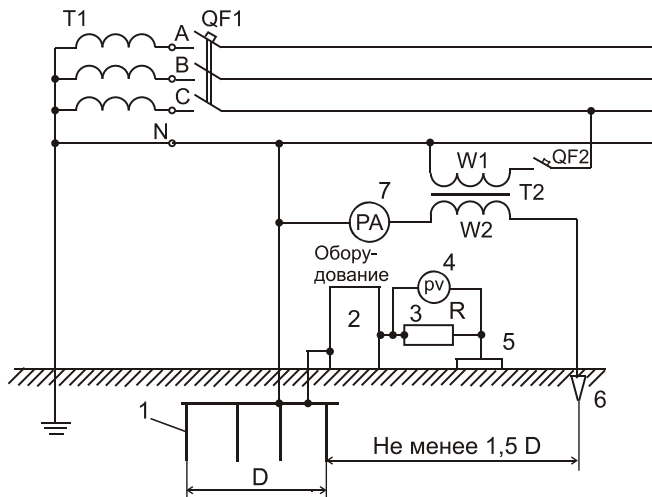


Рис. 8.12

Измерение напряжения прикосновения

Безопаснее всего в сетях 380/220 В с глухозаземленной нейтралью измерять напряжение прикосновения (рис. 8.12). Это устройство может создавать ток, близкий к току однофазного КЗ. Проще всего измерить ток между заземляющим устройством и токовым электродом сварочным трансформатором метом вольтметра и амперметра. Стопы человека имитируются площадкой размерами 30×30 мм на расстоянии до 1 м от оборудования 2. Основание под пластиной необходимо выровнять и увлажнить. При измерениях на пластине может располагаться человек, поэтому на нее необходимо положить груз. Параллельно вольтметру включается сопротивление $R = 1\,000\text{ Ом}$, имитирующее человека. Напряжение прикосновения $U_{\text{ПР}}$ определяется по выражению [49].

$$U_{\text{ПР}} = I_{\text{ЗАМ}} \frac{U_{\text{ИЗМ}}}{I_{\text{ИЗМ}}} \cdot \frac{R_{\text{ЧЕЛ}}}{R_{\text{ЧЕЛ}} + R_{\text{ОСН}}},$$

$I_{\text{ЗАМ}}$ — значение тока замыкания на землю в месте измерения, определяется расчетным путем, как ток однофазного КЗ; $U_{\text{ИЗМ}}$, $I_{\text{ИЗМ}}$ — показания вольтметра и амперметра; $R_{\text{ОСН}}$ — сопротивление основания 5.

Если струбиной подключиться не удастся, то контакт создается напильником в диэлектрических перчатках.

8.7. Измерения защиты от перенапряжений

Защита от грозовых перенапряжений распределительных устройств и подстанций осуществляется:

- от прямых ударов молнии стержневыми и тросовыми молниесводами, здания защищаются часто защитными сетками, укладываемыми под кровлей на крыше. На зданиях с плоской кровлей укладывают электроды по краям крыши и заземляют не менее чем в двух местах;

- от набегающих волн перенапряжений электрооборудование защищают искровыми промежутками, длинноискровыми разрядниками, мультикамерными разрядниками, а непосредственно перед электрооборудованием устанавливают ограничители перенапряжений нелинейными (ОПН). Длинноискровые разрядники и мультикамерные разрядники устанавливаются на линиях 10 кВ, они срезают волну перенапряжения, двигающуюся по линии, не допуская перекрытия изоляции.

Для защиты трансформаторного оборудования со стороны 6,10 кВ должны быть установлены вместо вентильных разрядников ОПН. В руководстве по эксплуатации нелинейных ОПН РТ-10/11,5 фирмы «Таврида Электрик» указано, что сопротивление изоляции между выводами должно быть не менее 5 000 МОм при испытании мегаомметром на 2 500 В.

Ток проводимости ОПН РТ-10/11,5 измеряется при наибольшем длительно допустимом рабочем фазном напряжении по схеме (рис. 8.13). ОПН испытывают аппаратом АИД-70, предназначенным для испытания изоляции силовых кабелей и твердых диэлектриков синусоидальным напряжением частотой 50 Гц.

ОПН соединяется с миллиамперметром (mA) класса точности не менее 4, заземляется и подключается к источнику напряжения промышленной частоты с плавной регулировкой и измерением действующего значения (kV).



Рис. 8.13

Схема для измерения тока проводимости ОПН

ОПН предварительно отсоединены от высоковольтной сети, температура испытаний должна быть в пределах $20 \pm 15^\circ\text{C}$. Действующее значение тока не должно превышать 0,7 мА. Следует иметь в виду, что под действием рабочего напряжения протекает два тока:

— ток, протекающий по последовательно соединенным варисторам, т. е. по сечению варистора, называется током проводимости. Ток проводимости носит емкостный характер и не синусоidalен;

— ток, протекающий по поверхности и объему внешних и внутренних изоляционных элементов: оболочки, стеклотекстолитового цилиндра называется током утечки, а суммарный — длительным током ограничителя.

Защита воздушных линий 35 кВ на подходах к подстанции должна осуществляться тросовыми молниеотводами. В РУ, к которым подходят ВЛ, должны быть установлены ОПН. Защитные характеристики ОПН должны быть синхронизированы с изоляцией защищаемого оборудования и ВЛ.

8.7.1. Защита от внутренних перенапряжений

С целью ограничения опасных для оборудования коммутационных перенапряжений следует применять ОПН, выключатели с синхронизирующими устройствами, а также сочетать их с мероприятиями по ограничению длительных повышений напряжения.

Для РУ-110 кВ и выше должны предусматриваться технические решения, исключающих появление феррорезонансных перенапряжений, возникающих при последовательных включениях электромагнитных трансформаторов напряжения и емкостных делителей напряжения выключателей. К этим решениям относятся:

- применение выключателей без емкостных делителей напряжения;
- применение антирезонансных трансформаторов напряжения;
- увеличение в 1,5–2 раза емкости ошиновки путем установки на шинах дополнительных конденсаторов, например, связи.

Для исключения феррорезонансных перенапряжений в сетях 6...35 кВ должны применяться антирезонансные трансформаторы напряжения.

8.7.2. Электромагнитная совместимость

Основные мероприятия, обеспечивающие электромагнитную совместимость, должны быть разработаны с учетом выбранной электрической схемы и включать:

- компоновочные решения объекта (размещение силового, первичного и реакторного оборудования, как источников импульсных высокочастотных

помех, магнитных полей на открытой или закрытой части подстанции, в зданиях и помещениях главного щита управления (ГЩУ), общеподстанционного управления (ОПУ), релейных щитах);

- выполнение устройств молниезащиты объекта в части защиты вторичных цепей и устройств от электромагнитных воздействий молнии;

- выбор заземляющего устройства подстанции с указанием «шага» сетки на каждом ОРУ и непосредственно около установленного оборудования, количества связей между ОРУ разных напряжений, заземляющих устройств здания и их прокладки;

- выбор трассы кабельных каналов с указанием расстояния между кабелями и высоковольтными шинами и оценка их влияния на кабели вторичной коммутации;

- выполнение защиты от статического электричества устройств релейной защиты и автоматики (РЗА), противоаварийной автоматики (ПА), автоматических систем управления технологическим процессом (АСУ ТП), автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии (АИИС КУЭ) и связи (напольные антистатические покрытия, поддержание благоприятного режима по температуре и влажности).

При необходимости дополнительные мероприятия должны включать:

- применение экранированных контрольных кабелей и заземление их экранов;

- экранирование помещений, в которых находятся устройства РЗА, ПА, АСУ ТП, АИИС КУЭ и связи;

- раскладку силовых кабелей и кабелей вторичной коммутации по кабельным каналам;

- обеспечение электромагнитной совместимости высокоомных входов устройств РЗА, ПА, АСУ ТП, при подключении к ним кабелей, приходящих из РУ разных напряжений и других зданий;

- обеспечение защиты от импульсных помех в системах оперативного постоянного и переменного токов;

- в помещениях промышленного назначения на вводе в здание необходимо разделять PEN-проводник на N и PE. PE проводник соединяется со всеми металлоконструкциями, что исключает появление на корпусах электроустановок напряжений при несимметричных нагрузках [49].

Контрольные вопросы

1. Какие измерения выполняют для определения пригодности электрооборудования к эксплуатации?
2. Для чего и как вычисляется коэффициент абсорбции?
3. Как проверяют состояние изоляции повышенным напряжением?
4. Для чего заземляется нулевая точка обмотки низкого напряжения потребителя трансформатора?
5. Для чего заземляется корпус потребителя трансформатора?
6. Для чего и как измеряется удельное сопротивление грунта?
7. Как измерить сопротивление заземлителя?

8. Что представляет собой заземляющее устройство подстанции?
9. Что такое тангенс угла диэлектрических потерь изоляции?
10. Где и для чего устанавливаются длинноискровые разрядники и ограничители перенапряжений?

9. Измерения для определения возможности срабатывания защит

9.1. Измерения пускозащитной аппаратуры потребителей

Без правильного управления сетями и нагрузками невозможно достичь оптимального электропотребления. Для управления сетями 380 В использовали рубильники до 400 А, которыми разрывались токи до 30% номинального значения, они громоздки, но создают видимый разрыв цепи. Для отключения коротких замыканий (КЗ) последовательно с рубильниками устанавливались предохранители с плавкими вставками. Нельзя считать, что предохранители с плавкими вставками вышли из употребления. В некоторых случаях предохранители с плавкими вставками по характеристикам превосходят автоматические выключатели.

Без создания видимого разрыва используют пакетные выключатели. За счет большой скорости движения подпружиненных контактов они могут разрывать небольшие токи нагрузки.

Для коммутации токов КЗ, токов нагрузки используют автоматические воздушные выключатели (автоматы на жаргоне электриков).

Для дистанционного управления любой нагрузкой используют контакторы, а для управления асинхронными двигателями (АД) пускатели. В отличие от пускателей контакторы имеют дугогасительные камеры.

Наибольшее распространение для управления электропотребителями получили автоматы QF и магнитные пускатели КМ. Электромагнитные (магнитные) пускатели предназначены для дистанционного управления асинхронными двигателями. Включение пусковых токов и отключение рабочих токов пускатель может осуществлять до 100 000 и более раз.

Пускатели могут быть ручные для местного управления и электромагнитные для дистанционного управления по контрольным кабелям с расстоянием до 2 км от кнопочного поста или схемы автоматики до магнитного пускателя и АД (рис. 9.1). Кнопочный пост SB1, SB2 иногда входит составной частью в пульт управления, в котором, кроме кнопочного поста, размещены автомат цепей управления SF и переключатель «ручное — автоматическое». Контрольный кабель должен иметь по крайней мере три жилы: по первой (1) подается фазное напряжение на пульт управления, по второй (2) и третьей (3) жилам вспомогательные контакты магнитного пускателя шунтируют кнопку «Пуск» SB2. Автоматическое управление пускателем может осуществляться, например, от датчика температуры SK.

При включении магнитного пускателя КМ силовые контакты замыкаются настолько быстро, что их контакты не успевают подгореть, так как дуга практически не возникает. Большинство пускателей имеет в силовой цепи два разрыва на фазу. В момент размыкания рабочего тока между размыкающимися контактами напряжение составляет всего 40...50 В, так как остаточное магнитное вращающееся поле ротора наводит в обмотках статора АД остаточную ЭДС. При напряжении 40...50 В, разделенном между двумя контактами, обра-

зается незначительная дуга, поэтому магнитные пускатели не имеют дугогасительных камер.

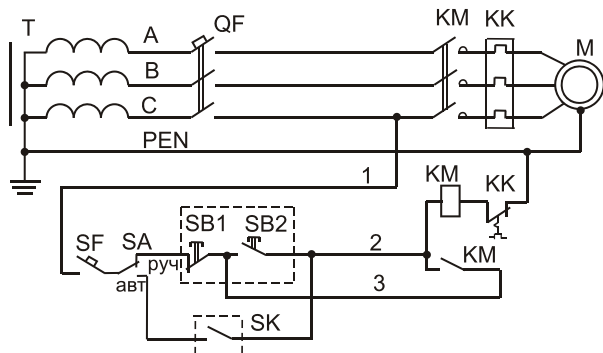


Рис. 9.1

Схема управления магнитным пускателем

Если контактами магнитных пускателей коммутируются нагреватели или лампы освещения, то срок службы их контактов резко сокращается.

У катушек магнитных пускателей измеряют напряжение срабатывания и напряжение возврата. Если катушка KM имеет номинальное напряжение 220 В, то ее работоспособность проверяют от лабораторного автотрансформатора (ЛАТРа) (рис. 9.2)

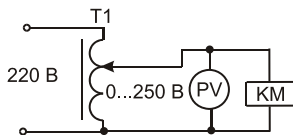


Рис. 9.2

Измерение напряжения срабатывания и напряжения возврата катушки на 220 В

Напряжение срабатывания магнитного пускателя должно быть $U_{ср} \leq 0,85 U_{ном}$, а напряжение возврата $U_{воз} \geq 0,4 U_{ном}$. Напряжение срабатывания должно обеспечивать надежное срабатывание магнитных пускателей при снижении напряжений на 10% до 200 В. Напряжение возврата проверяют, чтобы не было залипаний магнитопровода из-за засорения воздушного зазора масляными включениями.

Обычно если катушка KM имеет номинальное напряжение 380 В, то для измерения катушку пускателя часто подключают от ЛАТРа через повышающий трансформатор 220/380 В.

ЛАТРа, включаемыми на напряжение 220 В, можно регулировать напряжение от 0 до 250 В. Однако для испытания катушек пускателей на 380 В можно использовать один ЛАТР в четырехпроводной сети 0,38 кВ и за две ступени получить регулируемое напряжение от 0 до 380 В (рис. 9.3). Для этого на первой ступени входы ЛАТРа подключают, например, между фазой А и нулевым проводом N, а вольтметр с параллельно включенной катушкой магнитного

пускателя — между движком ЛАТРа и другой фазой, например, *В*. Переключатель *S* устанавливаем в нижнее положение, тогда при нижнем положении движка ЛАТРа вольтметр покажет напряжение фазы *В*. По мере подъема движка вверх путем его поворота напряжение на вольтметре и катушке пускателя будет плавно увеличиваться от 220 В до 380 В (векторы изменяемого напряжения показаны пунктиром).

При напряжении $U_{\text{ср}} = 0,85 U_{\text{ном}}$ пускатель сработает. Для определения напряжения возврата переключатель *S* устанавливается в верхнее положение, тогда к катушке будет подводиться от 0 до 220 В. Рукой прижимают якорь пускателя, от напряжения 220 В он удерживается, и плавно опускают движок ЛАТРа вниз до размыкания контактов пускателя, получают $U_{\text{воз}} \approx 88 \text{ В}$.

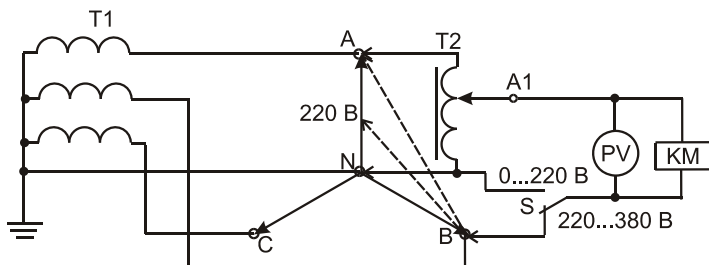


Рис. 9.3

Получение напряжения 0...220...380 В от ЛАТРа

9.2. Проверка защит от понижающих трансформаторов

Для проверки работоспособности защит чаще всего большие токи получают от понижающих трансформаторов на напряжении, не превышающем 12 В, но при этом не может быть гарантирована синусоидальность токов. Низкоомную токовую нагрузку, например токовое или тепловое реле, подключают к обмотке низкого напряжения, а к обмотке высокого напряжения подключают регулируемое напряжение. Поскольку проверка исправности защит производится кратковременно, то нагрузочный (понижающий) трансформатор можно перегружать. Так, от трансформатора ОСО-0,25, 250 ВА, 220/12 В при двукратной перегрузке по току $K_{\text{пер}} = 2$ получим ток примерно 40 А. Это не означает, что такой ток будет протекать через сопротивление $12/40 = 0,3 \text{ Ом}$. Подключение такой нагрузки к обмотке 12 В сопровождается потерей напряжения в обмотках трансформатора и в питающих проводах до 20%. За счет этого ток нагрузки снижается.

Для проверки пригодности теплового реле или автоматического выключателя достаточно получить одну-две точки на времятоковой характеристике. Для этого одновременно необходимо фиксировать ток и время (рис. 9.4). Ток получают от понижающего трансформатора Т2, а время фиксируют по электросекундомеру РТ. Предварительно необходимо иметь заводскую защитную характеристику или ее получить из технической литературы.

При включении автомата QF1 движком ЛАТРа Т1 устанавливается ток по амперметру РА. При необходимости РА подключается через трансформатор тока ТА. Автомат отключается, а стрелка электросекундомера устанавливается на нуль. После этого при включении автомата по одной фазе автомата пропускается ток, а через вторую фазу автомата запускается секундомер РТ. Движком ЛАТРа необходимо поддерживать первоначальный ток. После срабатывания автомата секундомер останавливается, и мы получаем одну точку на времятоковой характеристике. Если полученная точка отличается от заводской характеристики на $\pm 10\%$, то автомат пригоден к эксплуатации.

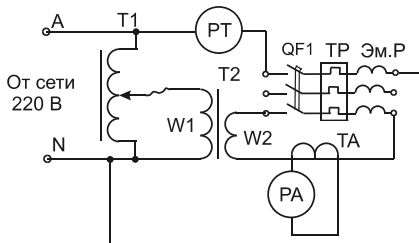


Рис. 9.4

Схема для получения времятоковых характеристик

В тех случаях, когда первичная обмотка нагрузочного трансформатора имеет номинальное напряжение 380 В, необходимо иметь регулятор от 0 до 380 В. Тогда его подключают на выход схемы, представленной на рис. 9.3.

Для проверки исправности защит, реагирующих на асимметрию напряжений, следует фазу А защиты подключить к точке А1, а фазы В и С — непосредственно к сети (см. рис. 9.3). При этом, изменяя одно фазное напряжение, получим два изменяющихся линейных напряжения, что поясняется векторной диаграммой.

Одним из недостатков применения ЛАТРов для регулирования напряжения и тока является наличие подвижного графитового токосъема.

9.3. Проверка тепловых реле асинхронными двигателями

При отсутствии понижающего трансформатора в качестве нагрузочного устройства можно использовать собранный асинхронный электродвигатель, обмотки которого ограничивают ток, протекающий через испытуемое тепловое реле или тепловой расцепитель автомата. Для этого две фазы электродвигателя последовательно с тепловым расцепителем подключаются не на линейное, а на фазное напряжение (рис. 9.5).

Тогда через нагревательные элементы расцепителя будет протекать про-
ворочный ток $I_{\text{ПРОВ}}$:

$$I_{\text{ПРОВ}} = \frac{U_{\Phi}}{2Z_{\text{ПУСК}}},$$

где $Z_{\text{ПУСК}}$ — сопротивление фазы двигателя при заторможенном роторе.

Сопротивление фазы заторможенного двигателя:

$$Z_{\text{ПУСК}} = \frac{U_{\Phi}}{k_i I_{\text{НОМ}}},$$

где k_i — кратность пускового тока.

В сельскохозяйственных сетях из-за большого сопротивления питающих линий вследствие протяженности кратность пускового тока меньше заводских сведений, $k_i = 5 \dots 6$, так как часто напряжение падает в питающих проводах.

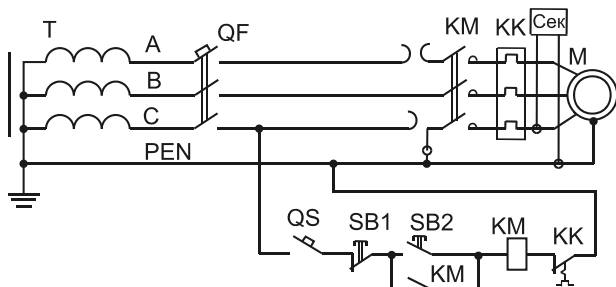


Рис. 9.5

Проверка тепловых реле электродвигателем

Тогда после подстановки в предыдущую формулу получим

$$I_{\text{ПРОВ}} = \frac{k_i I_{\text{НОМ}}}{2} = (2,5 \dots 3) I_{\text{НОМ}}.$$

Нагревание таким током электродвигатель выдерживает без отрицательных последствий, вызванных многократным нагревом изоляции, в течение 120 с.

Значение тока фиксируется токоизмерительными клещами. Защитная характеристика теплового расцепителя построена как функция кратности тока, протекающего через расцепитель $\sin(\alpha) = \frac{\sin(\varphi_{\text{ДВ}})}{1,5}$ (рис. 9.6).

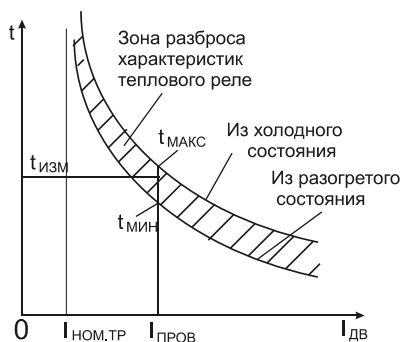


Рис. 9.6

Характеристика теплового реле

Время срабатывания теплового расцепителя определяется по секундомеру $t_{\text{изм}}$. Тепловой расцепитель пригоден к эксплуатации, если точка пересечения линии $I_{\text{ПРОВ}}$ с зоной срабатывания на защитной характеристике лежит в пределах

$$t_{\text{мин}} < t_{\text{изм}} < t_{\text{макс}}.$$

При определении времени срабатывания теплового реле из холодного состояния часть времени испытания уходит на разогрев до рабочей температуры. Когда измерение времени осуществляется из разогретого до рабочей температуры теплового реле, выдержка времени уменьшается.

9.4. Проверка токовых защит с использованием заземлителей

Проверку тепловых расцепителей автоматов и тепловых реле электродвигателей, а также электромагнитных реле с небольшими токами срабатывания можно осуществлять с использованием заземляющих устройств трансформаторного пункта $R_{\text{ТП}}$, заземлителей других линий и повторного заземлителя $R_{\text{повт}}$, установленного вблизи испытуемой защиты (рис. 9.7).

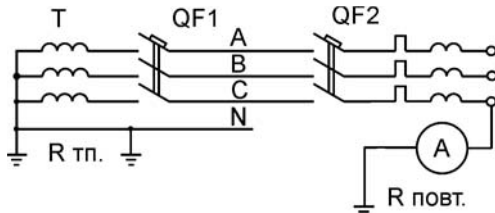


Рис. 9.7

Проверка расцепителей автомата с помощью заземлителей

Для этого выходные клеммы испытуемого автомата QF2 через токовый измерительный прибор (амперметр А) или токоизмерительные клещи соединяются с повторным заземлителем $R_{\text{повт}}$. После включения автоматов QF1 и QF2 ток протекает по контуру: трансформатор — фаза линии 0,38 кВ — контакты и расцепители автомата QF2 — амперметр — повторный заземлитель $R_{\text{повт}}$ — земля — сопротивление заземления $R_{\text{ТП}}$ ТП. Величина проверочного тока в этом контуре определится:

$$I_{\text{ПРОВ}} = \frac{U}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\text{ФП}} + R_{\text{КОНТ}} + R_{\text{РАСЦ}} + R_{\text{ПОВТ}} + R_{\text{ТП}}},$$

где $Z_T^{(1)}/3$ — сопротивление трансформатора току однофазного режима; $Z_{\text{ФП}}$ — полное сопротивление фазного провода; $R_{\text{КОНТ}}$ — сопротивление контактов коммутационных аппаратов; $R_{\text{РАСЦ}}$ — сопротивление расцепителей автомата.

При ориентировочной оценке величины проверочного тока сопротивление контактов и расцепителей, а в некоторых случаях и сопротивление трансформатора, можно не учитывать. Тогда при проверке, например, автомата на вводе в помещение для содержания крупного рогатого скота, удаленного от ТП на расстоянии 0,4 км, запитанного по воздушной линии проводом марки

А-35 мм², ожидаемое значение проверочного тока ограничится такими величинами: $Z_{\text{ФП}} = 0,4 \text{ Ом}$; $R_{\text{ТП}} = 4 \text{ Ом}$; $R_{\text{ПОВТ}} = 1 \text{ Ом}$ для животноводческих помещений с влажной средой:

$$I_{\text{ПРОВ}} = \frac{220}{0,4 + 4 + 1} = 40,7 \text{ А.}$$

Таким током можно проверять тепловые расцепители с номинальным током до 25 А.

На этот ожидаемый ток следует устанавливать предел измерения токоизмерительных клещей.

Время срабатывания автомата определяется по секундомеру. По измеренному току и времени находится точка на времятоковой характеристике, она должна располагаться в зоне срабатывания автомата.

9.5. Проверка защит токами нагрузки потребителей

Создание и использование специальных нагрузочных устройств проверки токовых защит требует материальных затрат. Во всех рассмотренных схемах для проверки токовых защит требуется отключение потребителей и разборка схемы. У мощных двигателей всякая разборка схемы приводит к снижению надежности работы, так как приходится восстанавливать резьбовые контактные соединения. Известны безразборные методы проверки токовых защит потребителей, например, электродвигателей.

Самый простой из этих способов заключается в том, что параллельно к одной из фаз подключают дополнительную нагрузку после проверяемой защиты по ходу питания (рис. 9.8). При этом через проверяемую защиту будет протекать геометрическая сумма токов электродвигателя и дополнительной нагрузки.

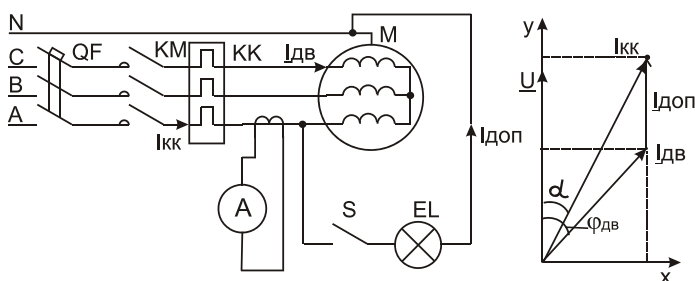


Рис. 9.8

Проверка токовых реле дополнительной нагрузкой

Подсчитаем величину дополнительной нагрузки, например, для проверки теплового реле электродвигателя 10 кВт. Потребляемый ток электродвигателем — 20 А, а для проверки защиты требуется иметь ток в 1,5 раза больше рабочего тока. Тогда реле типа РТТ сработает за 40 с. Зададим вопрос: какой дополнительный ток надо пропускать через дополнительную активную нагрузку EL, чтобы ток через тепловое реле KK увеличился в 1,5 раза?

На векторной диаграмме токов и напряжений совместим вектор фазного напряжения U_A с вертикальной осью y . Тогда вектор тока двигателя будет отставать от вектора напряжения на угол $\varphi_{дв}$. Направление вектора дополнительного тока через активное сопротивление также будет совпадать с направлением оси y .

Находим величину дополнительного тока как разность проекций тока $I_{КК}$ и тока $I_{ДВ}$ на ось y :

$$I_{КК}\cos(\alpha) - I_{ДВ}\cos(\varphi_{ДВ}) = I_{Доп}. \quad (9.1)$$

Проверяемый ток должен быть больше тока двигателя $I_{КК} = 1,5I_{ДВ}$, подставим в формулу (9.1), получим величину дополнительного тока:

$$1,5I_{ДВ}\cos(\alpha) - I_{ДВ}\cos(\varphi_{ДВ}) = I_{Доп},$$

Вынесем за скобки ток двигателя: $I_{ДВ}(1,5\cos(\alpha) - \cos(\varphi_{ДВ})) = I_{Доп}$.

При проекции векторов токов на ось X получим уравнение:

$$I_{КК}\sin(\alpha) = I_{ДВ}\sin(\varphi_{ДВ}). \quad (9.2)$$

Из уравнения (9.2) находим

$$1,5I_{ДВ} \sin(\alpha) = I_{ДВ}\sin(\varphi_{ДВ}).$$

После сокращения на $I_{ДВ}$ получаем

$$1,5\sin(\alpha) = \sin(\varphi_{ДВ}), \text{ отсюда}$$

$$\sin(\alpha) = \frac{\sin(\varphi_{ДВ})}{1,5}, \quad (9.3)$$

Принимаем у работающего двигателя $\cos(\varphi_{ДВ}) = 0,8$, при этом $\sin(\varphi_{ДВ}) = 0,6$.

Из уравнения (9.3) находим $\sin(\alpha) = 0,6/1,5 = 0,4$.

Вычислим $\cos(\alpha) = (1 - \sin(\alpha)^2)^{1/2}$, $\cos(\alpha) = (1 - 0,4^2)^{1/2} = 0,916$.

Находим величину дополнительного тока из уравнения (9.1):

$$I_{Доп} = 1,5I_{ДВ} \cos(\alpha) - I_{ДВ} \cos(\varphi_{ДВ}) I_{Доп} = I_{ДВ}(1,5 \cdot 0,916 - 0,8) = 0,574 I_{ДВ}.$$

В нашем случае получаем $I_{Доп} = 0,574 \cdot 20 = 11,48 \text{ А}$.

Необходима дополнительная нагрузка мощностью:

$$P_{Доп} = U_{\Phi} I_{Доп}, P_{Доп} = 220 \cdot 11,4 = 2280 \text{ Вт}.$$

Для проверки этим способом необходимо подключать сравнительно мощную дополнительную нагрузку. При необходимости снижения выдержки времени защитного реле или расцепителя автомата мощность дополнительной нагрузки необходимо увеличивать.

Чтобы не подключать такую мощную дополнительную нагрузку для проверки токовых защит, параллельно тепловому реле присоединяют вторичную обмотку понижающего трансформатора Т2 (рис. 9.9).

Первичную обмотку этого трансформатора подключают к той фазе, на которой проверяется реле. Подключение к другой фазе напряжения потребует использования более мощного трансформатора Т2. На тепловом реле от протекания рабочего тока электродвигателя падает небольшая часть напряжения $\Delta U_{т.р.}$. Вторичное напряжение трансформатора Т2 должно превышать эту потерю напряжения в тепловом реле $U_2 > \Delta U_{т.р.}$. Автомат QF2 следует устанавливать для питания только первичной обмотки нагрузочного трансформатора.

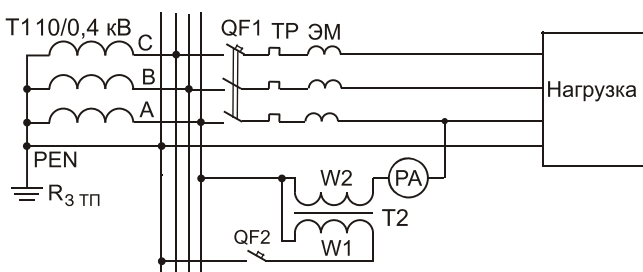


Рис. 9.9

Применение понижающего трансформатора

В некоторых случаях для получения небольшого вторичного напряжения U_2 от трансформатора T2 на магнитопровод наматывают дополнительную обмотку с небольшим числом витков. Число витков дополнительной обмотки определяется, исходя из числа витков на вольт для трансформатора T2. Регулировку дополнительного тока в тепловом реле можно производить напряжением автотрансформатора, который включается на фазное напряжение перед трансформатором T2.

Часто для проверки трансформаторов используют переносные нагрузочные трансформаторы. Их мощность выбирается из значения требуемого тока нагрузки.

9.6. Проверка аппаратов на отключение однофазных коротких замыканий

Возможность отключения однофазных КЗ выполняют для предохранителей с плавкими вставками и для автоматических выключателей. Предохранители с плавкими вставками используют в сетях 380 В для защиты потребителей и линий электропередачи от КЗ. В сетях 10 кВ их используют для защиты трансформаторов напряжения, силовых трансформаторов 10/0,4 кВ.

Рассмотрим пример выбора автоматического выключателя с комбинированным расцепителем на вводе в производственное помещение с трехфазной нагрузкой 65 кВт, $\cos(\varphi) = 0,75$, запитанное проводом СИП 3×70 + 70, удаленное на 200 м от трансформатора ТМ-160/10, $U_k = 4,5\%$ в соответствии с расчетной схемой (рис. 9.10).

Решение:

1. Изобразить расчетную схему.

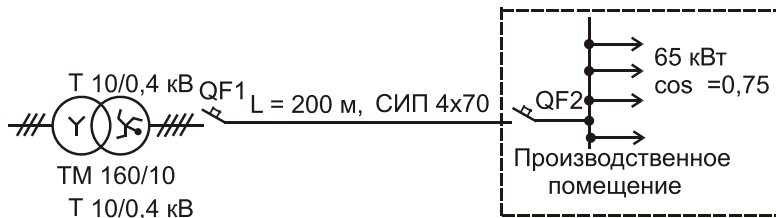


Рис. 9.10

Расчетная схема сети

2. Представить схему замещения (рис. 9.11).

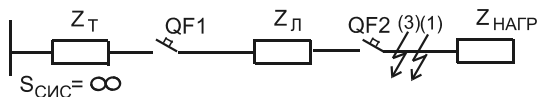


Рис. 9.11

Схема замещения расчетной схемы

За источник неограниченной мощности принимаем высоковольтные вводы трансформатора 10 кВ. В точке неограниченной мощности напряжение не изменяется более чем на 5% при любых режимах работы потребителей. На схеме замещения наносим точки, в которых необходимо рассчитывать ток трехфазного и ток однофазного КЗ.

3. Рассчитать ток нагрузки по формуле.

$$I_{\text{НАГ}} = \frac{P}{\cos(\varphi) \sqrt{3} U}, I_{\text{НАГ}} = \frac{65}{0,75 \cdot \sqrt{3} \cdot 0,38} = 131,7 \text{ А.}$$

4. Рассчитать ток трехфазного КЗ без учета переходных сопротивлений, сопротивлений дуги, катушек автоматических выключателей. Для этого необходимо вычислить сопротивление трансформатора и сопротивление линии. Полное сопротивление трансформатора для расчета токов трехфазных и двухфазных коротких замыканий вычисляется по формуле

$$Z_T = \frac{U_K \% \cdot U_H^2}{100 \cdot S_H}, Z_T = \frac{4,5 \% \cdot 0,4^2}{100 \cdot 0,16} = 0,045 \text{ Ом.}$$

Сопротивление трансформатора токам однофазного режима принимается по данным завода-изготовителя $Z_T^{(1)} = 0,486 \text{ Ом}$.

Сопротивление линии вычисляется через паспортные удельные погонные сопротивления проводов. Для провода СИП 4×70 сопротивление одной фазы $R_0 = 0,443 \text{ Ом/км}$; $X_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$.

Находим полное сопротивление линии $Z_L = R_0 \cdot L$; $Z_L = 0,443 \cdot 0,2 = 0,0886 \text{ Ом}$.

$$I^{(3)} = \frac{U_H}{\sqrt{3}(Z_T + Z_L)}, I^{(3)} = \frac{400}{\sqrt{3}(0,045 + 0,0886)} = 1716 \text{ А.}$$

5. Рассчитать ток однофазного КЗ при сопротивлении петли фаза–нуль.

Индуктивное сопротивление петли проводов СИП в приближенных расчетах можно не учитывать.

$$Z_{\text{ПЕТ}} = Z_{\text{Ф}} + Z_{\text{НП}}, Z_{\text{ПЕТ}} = 0,443(0,2 + 0,2) = 0,177 \text{ Ом.}$$

$$I^{(1)} = \frac{U_A}{\frac{Z_T^{(1)}}{3} + Z_{\text{ПЕТ}}}, I^{(1)} = \frac{220}{\frac{0,487}{3} + 0,177} = 648,97 \text{ А.}$$

6. Рассмотрим питание схемы от трансформатора со схемой соединения обмоток «звезда–зигзаг с нулем». Ток трехфазного КЗ будет таким же, как от трансформатора со схемой соединения обмоток «звезда–звезда с нулем». Сопротивление току однофазного КЗ будет таким же, как и при трехфазном КЗ.

Тогда

$$K_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{648,97}{160} = 4,05, I^{(1)} = \frac{220}{0,045 + 0,177} = 990,9 \text{ А.}$$

7. Ток срабатывания теплового расцепителя выбирается из условия

$$I_{\text{РАС}} = (1,15 \dots 1,2) I_{\text{НАГ}}, I_{\text{ТР}} = (1,15 \dots 1,2) 131,7 = 151,4 \dots 158 \text{ А.}$$

Выбираем ближайший тепловой расцепитель на 160 А.

8. Кратность тока однофазного КЗ составит

$$K^{(1)} = \frac{I^{(1)}}{I_{\text{ТР}}}, K^{(1)} = \frac{990,9}{160} = 6,2.$$

При такой кратности автомат должен отключиться по ПУЭ за время, не превышающее 5 с.

9. Подобрать автомат по условиям: $U_{\text{АВТ}} \geq U_{\text{СЕТИ}}$; $I_{\text{АВТ}} \geq I_{\text{НАГР}}$; $I_{\text{ОТКЛ}} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)}$; и по времени отключения при однофазном КЗ не более 5 с.

10. По представленным параметрам подходит автомат ВА88-35.

$$U_{\text{АВТ}} = 660 \text{ В} \geq U_{\text{СЕТИ}} = 380 \text{ В}; I_{\text{АВТ}} = 160 \geq I_{\text{НАГР}} = 131,7 \text{ А};$$

$$I_{\text{ОТКЛ}} = 25 \text{ кА} \geq I_{\text{КЗ}}^{(3)} = 1,716 \text{ кА.}$$

Выбираем тепловой расцепитель с номинальным током 160 А и электромагнитный расцепитель $I_{\text{ЭМ}} = 8 I_{\text{НОМ}} = 1280 \text{ А}$. По времятоковой защитной характеристике автомата получаем, что из разогретого состояния тепловой расцепитель сработает от 1 до 4 с. А при трехфазном КЗ электромагнитный расцепитель отключит автомат за 0,02 с.

При питании схемы от трансформатора со схемой соединения обмоток «звезда–звезда с нулем» получаем

$$K_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{I_{\text{КЗ}}^{(1)}}{I_{\text{ТР}}}, K_{\text{ч}}^{(1)} = \frac{648,97}{160} = 4,05.$$

При таком коэффициенте чувствительности время отключения составит по времятоковой характеристике автомата от 4 до 10 с, а из холодного состояния от 12 до 26 с.

Для точного расчета токов КЗ необходимо учитывать переходные сопротивления контактов, сопротивления автоматов и сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока.

Переходное сопротивление электрических контактов любого вида следует определять на основании данных экспериментов или с использованием расчетных методик. Данные о сопротивлениях электромагнитных расцепителей автоматов и контактных соединениях приведены в табл. 9.1. При приближенном учете сопротивлений контактов принимают:

$R_{\text{к}} = 0,1 \text{ мОм}$ — для контактных соединений кабелей;

$R_{\text{к}} = 0,01 \text{ мОм}$ — для шинопроводов;

$R_{\text{к}} = 1,0 \text{ мОм}$ — для коммутационных аппаратов.

У многovitковых трансформаторов тока первичные обмотки также ограничивают ток короткого замыкания (табл. 9.2)

В приближенных расчетах переходные сопротивления, сопротивления трансформаторов тока и катушек автоматических выключателей можно не учитывать. В тех случаях, когда предельный ток отключения автомата близок к ве-

личине тока трехфазного КЗ необходимо учитывать все составляющие активных и индуктивных сопротивлений.

Таблица 9.1

Сопротивления катушек и контактов автоматических выключателей

Номинальный ток выключателя, А	Сопротивление катушки и контакта, мОм	
	r_k	x_k
50	7	4,5
70	3,5	2
100	2,15	1,2
140	1,3	0,7
200	1,1	0,5
400	0,65	0,17
600	0,41	0,13

Таблица 9.2

**Сопротивления первичных обмоток
многовитковых трансформаторов тока**

Коэффициент трансформации трансформатора тока	Сопротивление первичной обмотки многовиткового трансформатора, мОм, класса точности			
	1		3	
	x_{TA}	r_{TA}	x_{TA}	r_{TA}
20/5	67	42	17	19
30/5	30	20	8	8,2
40/5	17	11	4,2	4,8
50/5	11	7	2,8	3
75/5	4,8	3	1,2	1,3
100/5	2,7	1,7	0,7	0,75
150/5	1,2	0,75	0,3	0,33
200/5	0,67	0,42	0,17	0,19
300/5	0,3	0,2	0,08	0,088
400/5	0,17	0,11	0,04	0,05
500/5	0,07	0,05	0,02	0,02

По ГОСТ ток однофазного КЗ вычисляется по формуле

$$I^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{CP.HH}}{\sqrt{(2r_{1\Sigma} + r_{0\Sigma})^2 + (2x_{1\Sigma} + x_{0\Sigma})^2}}, \tag{9.4}$$

где $U_{CP.HH}$ — среднее линейное напряжение стороны низкого напряжения трансформатора, из векторной диаграммы напряжений получим $\sqrt{3}U_{CP.HH} = 3U_{\Phi}$. В самом общем случае суммарные активные и индуктивные сопротивления цепи, по которой протекает ток КЗ вычисляются по формулам

$$r_{1\Sigma} = R_T + R_K + R_{TA} + R_{KB} + R_{Ш} + R_{KB} + R_{1KB} + R_{ВЛ} + R_{Д};$$

$$x_{1\Sigma} = X_T + X_C + X_{TA} + X_P + X_{Ш} + X_{KB} + X_{1KB} + X_{ВЛ},$$

где X_T и R_T — активное и индуктивное сопротивление прямой последовательности понижающего трансформатора, мОм; x_{TA} и r_{TA} — активное и индуктив-

ное сопротивления первичных обмоток трансформаторов тока, мОм; x_c — эквивалентное индуктивное сопротивление системы до понижающего трансформатора, мОм, приведенное к ступени низшего напряжения; r_r и x_r — активное и индуктивное сопротивления реакторов, мОм; x_{KB} и R_{KB} — индуктивное и активное сопротивления токовых катушек автоматических выключателей, мОм; $r_{ш}$ и $x_{ш}$ — активное и индуктивное сопротивления шинопроводов, мОм; r_{1KB} , $R_{ВЛ}$ и x_{1KB} , $X_{ВЛ}$ — активные и индуктивные сопротивления прямой последовательности кабельных и воздушных линий, мОм; r_d — активное сопротивление дуги в месте короткого замыкания.

Суммарные активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности расчетной схемы относительно точки КЗ определяются по формулам

$$r_{0\Sigma} = R_{0T} + R_p + R_{TA} + R_{KB} + R_{0ш} + R_K + R_{0KB} + R_{0ВЛ} + R_d;$$

$$x_{0\Sigma} = X_{0T} + X_c + X_{TA} + X_p + X_{0ш} + X_{KB} + X_{0KB} + X_{0ВЛ},$$

где X_{0T} и R_{0T} — активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности понижающего трансформатора, мОм; $r_{0ш}$ и $x_{0ш}$ — активное и индуктивное сопротивления нулевой последовательности шинопроводов, мОм; r_{0KB} , x_{0KB} — активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности кабеля, мОм; $r_{0ВЛ}$, $x_{0ВЛ}$ — активные и индуктивные сопротивления нулевой последовательности воздушной линии, мОм.

В упрощенном варианте, когда не учитываются шинопроводы, кабели, сопротивления катушек автоматических выключателей, сопротивление системы до понижающего трансформатора, пользуются приводимой в учебниках формулой, справедлива ли она с появлением нового ГОСТ?

Из схем замещения прямой, обратной и нулевой последовательностей получаем три уравнения (см. приложение Г)

$$\underline{E}_A = \underline{U}_{1A} + \underline{I}_{1A} \cdot Z_1;$$

$$0 = \underline{U}_{2A} + \underline{I}_{2A} \cdot Z_2;$$

$$0 = \underline{U}_{0A} + \underline{I}_{0A} \cdot Z_0.$$

Просуммируем левые и правые части равенств:

$$\underline{E}_A = \underline{U}_{1A} + \underline{U}_{2A} + \underline{U}_{0A} + \underline{I}_{1A} \cdot Z_1 + \underline{I}_{2A} \cdot Z_2 + \underline{I}_{0A} \cdot Z_0.$$

В точке однофазного КЗ

$$\underline{U}_{1A} + \underline{U}_{2A} + \underline{U}_{0A} = 0,$$

поэтому

$$\underline{E}_A = \underline{I}_{1A} \cdot Z_1 + \underline{I}_{2A} \cdot Z_2 + \underline{I}_{0A} \cdot Z_0 = \underline{I}_{A1}(Z_1 + Z_2 + Z_0),$$

Симметричные составляющие равны при однофазном КЗ $\underline{I}_{1A} = \underline{I}_{2A} = \underline{I}_{0A}$.

Тогда ток однофазного КЗ

$$I^{(1)} = 3I_{A1} = 3I_{A2} = 3I_{A0},$$

поэтому после умножения на 3, получим

$$3E_A = I^{(1)}(Z_1 + Z_2 + Z_0),$$

отсюда, переходя от ЭДС к модулям напряжения источника:

$$I^{(1)} = \frac{3U_\phi}{Z_1 + Z_2 + Z_0} = \frac{\sqrt{3}U_\Delta}{Z_1 + Z_2 + Z_0}.$$

Разложим полное сопротивление на активное и индуктивное сопротивления для трансформатора и для линии:

$$I^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{\text{Л}}}{\sqrt{(R_{\text{IT}} + R_{\text{IL}} + R_{\text{OL}})^2 + (X_{\text{IT}} + X_{\text{IL}} + X_{\text{OL}})^2}}.$$

После объединения сопротивлений токам прямой и обратной последовательностей получим формулу, приведенную в ГОСТ

$$I_1^{(1)} = \frac{\sqrt{3}U_{\text{СР.НН}}}{\sqrt{(2R_{\text{I}\Sigma} + R_{\text{O}\Sigma})^2 + (2X_{\text{I}\Sigma} + X_{\text{O}\Sigma})^2}}. \quad (9.5)$$

Из теории симметричных составляющих выводится широко используемая формула для расчета токов однофазного КЗ

$$I^{(1)} = \frac{U_{\Phi}}{\frac{Z_{\text{T}}^{(1)}}{3} + Z_{\text{ПЕТ}}}, \quad (9.6)$$

где $Z_{\text{T}}^{(1)}$ — сопротивление трансформатора току однофазного КЗ, принимается из справочников.

В современных справочниках приводятся и сопротивления петли «фазный–нулевой провод» или вычисляются

$$1 \cdot e^{j(\frac{2\pi}{3})}.$$

Для воздушных линий 0,38 кВ принимают $X_{0\text{П}} = 0,6$ Ом/км.

Контрольные вопросы

1. Какие составные части имеет автоматический выключатель?
2. Какие преимущества предохранителей с плавкими вставками перед автоматическими выключателями?
3. Назначение и принцип действия теплового расцепителя, теплового реле.
4. Нарисуйте защитную характеристику электромагнитного и теплового расцепителей автомата.
5. Как рассчитать ток трехфазного короткого замыкания за трансформатором и за автоматом?
6. От чего отстраивается номинальный ток теплового расцепителя?
7. Как получить регулируемое напряжение от 0 до 380 В ЛАТРом на 220 В?
8. Какое суммарное сопротивление всех повторных заземлений на одной линии?
9. По какой формуле рассчитывается ток трехфазного КЗ?
10. По какой формуле рассчитывается ток однофазного КЗ?

10. Дистанционная передача сигналов измерения и управления в электрических сетях

10.1. Дистанционное измерение дискретного уровня жидкости в резервуаре по силовой сети 380 В

Большинство потребителей в сельской местности получают воду из подземных источников. Для этого бурят скважины с обсадными трубами, обычно на глубину до 100 м, и в них на водопроводных металлических или пластмассовых трубах опускают скважинные центробежные насосы для воды (СЦВ) в комплекте с погружными электродвигателями, внутренняя полость которых заполнена водой (ПЭДВ). При работе ПЭДВ насосы подают воду в водонапорную башню и к потребителям. Это самая распространенная одноступенчатая система водоснабжения сельских потребителей.

Иногда станция управления ПЭДВ (автоматический выключатель, магнитный пускатель с защитой, схема управления) расположена на значительном удалении от резервуара (водонапорной башни), в непосредственной близости от которой установлен СЦВ с ПЭДВ. В зависимости от уровня воды в водонапорной башне необходимо управлять погружным электродвигателем. Для реализации схемы используется канал нулевой последовательности линии электропередачи (рис. 10.1) [53]

По каналу нулевой последовательности при асимметрии нагрузки замыкаются токи нулевой последовательности. Они протекают по фазным проводам и по нулевому проводу или по земле. Для улавливания токов нулевой последовательности на станции управления устанавливается трансформатор тока нулевой последовательности (ТТНП), имеющий три первичные обмотки — фазы силовой сети и вторичную обмотку, к выводам которой подключено промежуточное реле KL с размыкающим контактом.

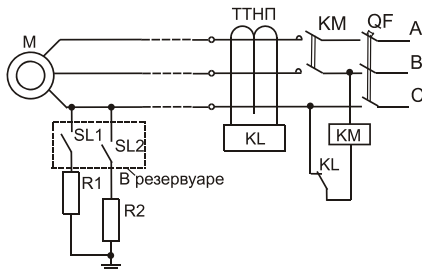


Рис. 10.1

Измерение уровня жидкости в резервуаре по силовой сети

При включении автоматического выключателя QF через размыкающий контакт KL подается питание на катушку магнитного пускателя KM, у которого две фазы замыкаются, а третья фаза подается помимо магнитного пускателя, и погружной электродвигатель М запускается. По мере заполнения водой башни замыкается сначала контакт нижнего уровня SL1. Тогда через сопротивление

$R1$ через землю, через источник (силовой трансформатор), по фазе C циркулирует ток. Под действием этого тока на вторичной обмотке ТТНП наводится ЭДС, но уровень ее недостаточен для срабатывания реле KL , поэтому электродвигатель M с насосом увеличивают уровень воды в башне.

Когда вода в башне поднимется до замыкания верхнего уровня $SL2$, параллельно сопротивлению $R1$ включается сопротивление $R2$, тогда через землю, через источник питания, через фазу C увеличивается ток в первичной обмотке ТТНП. Этот ток наводит во вторичной обмотке ТТНП ЭДС, достаточную для срабатывания реле KL . Реле размыкает свои контакты в цепи катушки пускателя и электродвигатель с насосом останавливаются. По мере снижения уровня воды в башне контакты $SL2$ размыкаются, соответственно снижается ЭДС на вторичной обмотке ТТНП. Но тока от нее достаточно для удерживания реле KL в сработавшем состоянии, так как при этом выполняется условие: напряжение на вторичной обмотке ТТНП больше напряжения возврата реле $U_{\text{втор}} > U_{\text{воз}}$. Когда уровень жидкости в башне снизится до размыкания контактов $SL1$, ЭДС на выходе ТТНП исчезает, контакты KL замыкаются и запускают электродвигатель M с насосом.

Предлагаемое решение исключает прокладку дополнительного контрольного кабеля от водонапорной башни до станции управления.

10.2. Назначение автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ)

Достоверность и оперативность учета потребленной электроэнергии становится актуальной задачей как для предприятий энергетики, так и для всех потребителей. Система АСКУЭ предназначена [54]:

- для учета производства и (или) потребления электроэнергии, газа, тепла, воды;

- контроля количественных характеристик: мгновенная мощность, частота, напряжение, давление, температура;

- оперативного анализа, накопления и последующей обработки, ведения баз данных и выполнения коммерческих расчетов.

Экономическая эффективность использования АСКУЭ для крупных предприятий дает возможность:

- добиться повышения достоверности и оперативности учета электроэнергии;

- позволяет упорядочить и систематизировать данные о потреблении электроэнергии;

- упростить разработку мероприятий по регулированию работы энергосистемы в часы максимума и минимума нагрузки;

- реализовать различные схемы управления распределения электроэнергии и мощности на предприятии с целью уменьшения затрат;

- снизить (часто в несколько раз) плату за потребленную энергию и мощность;

— автоматизировать расчеты с энергокомпанией за электроэнергию и мощность;

Серьезная ситуация сложилась с расчетами за электроэнергию с бытовыми потребителями. Система оплаты потребления электроэнергии по принципу самобслуживания с учетом множества льгот иногда приводит к утрате контроля за правильностью и своевременностью оплаты. Ухудшается платежная дисциплина абонентов. Так, в первом городском отделении «Энергосбыта» ОАО «Мосэнерго» 9% из 330 тыс. абонентов задерживают оплату за 5 и более месяцев.

В некоторых энергосистемах проводился эксперимент по переводу бытовых потребителей электроэнергии на систему счетов-извещений. По этому методу инспектор энергосбыта сам ежемесячно снимает показания электросчетчиков, а квартиросъемщик по квитанции оплачивает потребленные киловатт-часы. Но тут возникают проблемы:

— охватить всех потребителей электроэнергии сложно, так как требуется увеличение численности контролеров и их обучение;

— ручной ввод данных результатов обходов в компьютер;

— невозможность попадания контролеров к местам установки счетчиков, особенно в индивидуальных домах;

— вдвое увеличивается объем работы по записыванию и вводу показаний, возрастает вероятность ошибок;

— не решаются задачи потребления электроэнергии в пиковые часы работы энергосистемы;

— трудности определения хищения электроэнергии в жилых зданиях.

Поэтому модернизацию энерго-бытовой деятельности в бытовом секторе можно проводить только при внедрении АСКУЭ, при этом решаются задачи:

— повышение достоверности и оперативности учета электроэнергии;

— снизить оплату потребленной электроэнергии за счет повышения точности измерений и расчетов;

— автоматизировать расчеты с поставщиком электроэнергии.

10.3. Дистанционное измерение показаний электросчетчиков по силовой сети

По линиям электропередачи 0,38 кВ сигналы измерения и управления могут передаваться на высокой частоте. PLC (по-русски произносится Пи Эл Си, англ. Power Line Communication/Carrier) — относительно новая телекоммуникационная технология, базирующаяся на использовании внутридомовых и внутриквартирных электросетей для высокоскоростного информационного обмена [53]. Основой технологии Power Line является использование частотного разделения сигнала, при котором высокоскоростной поток данных разбивается на несколько относительно низкоскоростных потоков, каждый из которых определяется на отдельной поднесущей частоте с последующим их объединением в один сигнал. Реально в технологии используется 84 поднесущие частоты в диапазоне.

Технология PLC-I предназначена для создания сетей дистанционного сбора данных и управления счетчиками «Меркурий». Для передачи сигналов

технология использует распределительные сети переменного тока 0,4 кВ. Размеры сетей PLC-I ограничены зоной действия одного распределительного трансформатора. Одна сеть сбора данных и управления может включать в себя до нескольких сотен абонентских счетчиков.

10.3.1. Компоненты системы PLC-I

1. Счетчики электрической энергии: однофазные «Меркурий» 200, 201, 202, 206 трехфазные «Меркурий» 230, 234, 236 с встроенным модемом передачи данных по силовой сети (PLC-модем). Счетчики обеспечивают:

- накопление и хранение энергопотребления нарастающим итогом;
- работу в многотарифном режиме;
- учет реактивной энергии;
- дистанционное включение/отключение или ограничение потребления;
- измерение и индикацию мгновенных значений мощности, напряжения, тока, $\cos(\varphi)$.

2. Концентраторы «Меркурий 225.11» (одноканальный цифровой приемник данных по силовой сети и накопитель данных об энергопотреблении). Концентратор осуществляет синхронизацию передачи и прием данных от счетчиков электроэнергии по одной фазе и передачу данных на диспетчерский пункт по выбранному каналу связи. Возможен съем накопленной информации на персональный компьютер инспектора непосредственно на месте установки концентратора через порт RS 485 или USB. В трехфазной сети используется три концентратора. Концентратор обеспечивает:

- прием, обработку и хранение данных об энергопотреблении до 1024 счетчиков;
- передачу индивидуальных и групповых команд счетчикам;
- синхронизацию внутренних часов многотарифных счетчиков;
- ретрансляцию данных для увеличения зоны охвата;
- формирование данных об аварийно-техническом состоянии системы;
- подключение GSM и радиомодемов, адаптеров сети.

3. Технологический модем (ТМ) «Меркурий 223» используется для программирования сетевых адресов абонентских PLC-модемов в составе счетчиков «Меркурий».

4. Коммуникационное оборудование.

— GSM-шлюз «Меркурий 228» предназначен для обеспечения удаленного доступа к устройству или группе устройств, оснащенных последовательными интерфейсами RS-485. В данном применении используется для передачи данных от территориально распределенных концентраторов «Меркурий 225.11» в диспетчерский пункт энергоучета;

— GSM-модем Siemens MC35 подключается к ПЭВМ диспетчера учета для обеспечения двухсторонней связи с удаленными устройствами по каналу GSM.

5. Программные средства. Программа «Меркурий-Энергоучет» (универсальная программа АСКУЭ).

Программа имеет следующие функциональные возможности:

- обеспечение возможности работы с оборудованием различного типа (счетчики «Меркурий», концентраторы «Меркурий 225») по различным каналам проводной и беспроводной связи через различное коммуникационное оборудование, в том числе GSM-шлюз «Меркурий 228»;

- создает и автоматически пополняет базу данных в формате MS SOL, в которой содержатся сведения о региональной принадлежности (город, район, улица, дом, квартира, хозяин), а также лицевые счета, тип установленного счетчика, его серийный номер и адрес системы АИИС, тип линии связи (RS-485, CAN, GSM, PLC);

- обеспечивает защиту информации от несанкционированного доступа и разграничивает права пользователей системы;

- в автоматическом или ручном режиме опрашивает все точки учета, которые прописаны в базе данных по заданным параметрам и заданному расписанию опроса;

- в автоматическом или ручном режиме формирует отчеты о потреблении энергоресурсов в форматах «*.xls, «*.txt» и др.;

- обеспечивает синхронизацию времени во всех приборах учета.

10.3.2. Технические особенности сетей PLC-I

В качестве среды передачи данных для информационного обмена между концентраторами и счетчиками используются электросети с фазным напряжением 220 В. Для обеспечения высокой помехоустойчивости используется алгоритм OFDM-модуляции, которая формирует результирующий сигнал путем сложения нескольких широкополосных сигналов в диапазоне от 20 до 55 кГц. В пределах одного ТП достаточно иметь три однофазных концентратора при условии, что все счетчики имеют устойчивую связь со своим концентратором. В противном случае на границах уверенного приема потребуется установить ретрансляторы, в качестве которых применяются такие же концентраторы. На большинстве известных объектов связь обеспечивается на расстоянии 400...800 м, на новых сетях, выполненных самонесущим проводом, до 1 000 м. Применение ретрансляторов увеличивает зону уверенного приема в 1,5...1,8 раза. Наибольшее влияние на дальность связи оказывают плохие контакты в местах срачивания проводов воздушных линий, ответвлений, спусков к узлам учета. В этих местах высокие переходные сопротивления, на которых существенно теряется мощность PLC сигнала. Идентификация каждого узла учета осуществляется по присвоенному уникальному сетевому адресу модема счетчика.

Основное назначение данного оборудования — построение недорогой АИИС бытовых потребителей (АСКУЭ БП) посредством оборудования PLC-I, возможно получение данных о текущем значении учтенной каждым электросчетчиком активной электроэнергии по каждому тарифу. При необходимости получения более широкого набора данных необходимо развертывать сети PLC-II.

Система сбора данных работает следующим образом. Концентратор периодически (один раз в несколько секунд) излучает синхросигнал длительностью 2,5 с, принимаемый всеми подчиненными узлами системы, которые ин-

терпретируют факт приема синхросигнала как команду на передачу одного бита своих данных в виде широкополосной шумоподобной «вспышки». При этом узел №1 передает свой бит сразу после окончания сигнала синхронизации, узел №2 — с задержкой на 10 мс, узел №3 — с задержкой на 20 мс и т. д.

Передача данных производится всеми узлами в области пересечения нулевого уровня, так как эта область сетевого полупериода наиболее свободна от помех со стороны потребителей электроэнергии. Полный пакет данных содержит 64 бита, и время его передачи зависит от параметра «размер сети». Для 16 счетчиков время составит 3 мин, для 1 000 счетчиков — 20 мин. Т. е. период обновления данных в памяти концентратора округленно составляет от 5 до 30 мин в зависимости от количества установленных узлов учета.

Модемы счетчиков будут осуществлять передачу только в том случае, если в данной точке сети присутствует синхросигнал от концентратора. В счетчиках есть возможность контролировать посредством индикации на ЖКИ специальных мнемोगрамм его наличие и уровень в точке установки узла учета, что значительно облегчает пусконаладочные работы.

Концентраторы побитно принимают данные от счетчиков, расшифровывают и сохраняют в собственной энергонезависимой памяти, откуда их в любой момент можно получить через один из последовательных интерфейсов (RS-485, USB). Помимо текущих показаний в энергонезависимой памяти для каждого счетчика сохраняются данные об учтенной электроэнергии на конечные даты пяти предыдущих месяцев. Запрос на передачу накопленных концентраторами данных инициируется оператором учета или осуществляется в автоматическом режиме при помощи соответствующего программного обеспечения.

Если от какого-либо счетчика нет данных, значит, или узел учета неисправен, или потребитель произвел какие-либо манипуляции с подключением счетчика. Используя систему, факт вмешательства легко установить. Система открытая. Протоколы передачи данных предоставляются, поэтому предлагаемое оборудование можно использовать как низовое в системах учета энергоресурсов более широкого профиля.

10.3.3. Экономический эффект от внедрения АИИС «Меркурий-Энергоучет»

1. Своевременный учет расхода электроэнергии каждым абонентом сети без необходимости прямого доступа к приборам учета для сверки показаний.
2. Отслеживание технического состояния и выявление неисправных счетчиков электроэнергии.
3. Переход на расчет по дифференцированным тарифам в течение суток.
4. Обнаружение и локализация потерь электроэнергии.
5. Повышение класса точности и чувствительности счетчиков электроэнергии.
6. Сокращение количества контролеров-обходчиков.
7. Снижение уровня затрат на обслуживание точек учета и организацию выписки счетов.

8. Повышение уровня ответственности абонентов за своевременную оплату платежных счетов.

9. Своевременное выявление хищений электроэнергии.

10. Отсутствие искажений при снятии показаний электросчетчиков за счет исключения человеческого фактора.

11. Оперативное использование данных по электропотреблению в процессе принятия решений по закупке электроэнергии.

10.4. Принцип работы Wi-Fi технологий

Принцип работы Wi-Fi (на русском языке произносится Вай-Фай) беспроводной сети построен на использовании радиоволн, а сам обмен данными во многом напоминает разговоры с использованием радиосвязи [55]. Применяемые в сетях Wi-Fi приемники и передатчики напоминают устройства, используемые в сотовых телефонах и дуплексных портативных радиостанциях. Они передают и принимают радиоволны, а также преобразовывают цифровой сигнал в радиоволны и наоборот. Отличие устройств от других состоит в том, что они используют частоты 4,4 ГГц и 5 ГГц, что позволяет передавать больше данных.

Приемопередатчики сетей Wi-Fi рассчитаны для работы в одном из трех диапазонов, причем возможно переключение из одного диапазона в другой. За счет применения такого способа удастся снизить воздействие помех и одновременно использовать беспроводную связь несколькими устройствами. У нескольких устройств может использоваться один маршрутизатор для связи с Интернетом. Однако при выходе из строя маршрутизатора или при одновременной попытке большого количества пользователей сетей воспользоваться широкополосной связью возможно возникновение взаимных помех или даже неожиданный разрыв связи.

Преимущества Wi-Fi технологии:

- возможность разворачивания сети без использования кабеля;
- предоставления доступа к сети мобильным устройствам;
- совместимость устройств гарантирована благодаря сертификации;
- мобильность клиентов и возможность пользования Интернетом в любой обстановке;
- возможность подключения к сети нескольких пользователей: телефонов, компьютеров, ноутбуков;
- низкий уровень излучения в момент передачи данных: в 10 раз меньше, чем у мобильного телефона.

Недостатки:

- определенные помехи могут создавать микроволновые печи;
- производителями оборудования скорость указывается несколько завышенной;
- подлежат обязательной регистрации точки беспроводного доступа с мощностью излучения свыше 100 МВт;
- даже при правильной конфигурации алгоритм шифрования может быть легко взломан.

10.5. Применение в электроэнергетике сотовой связи

Показания счетчиков с почасовым учетом электроэнергии на трансформаторных пунктах потребителей в любой момент времени могут быть получены чаще всего по каналу сотовой связи диспетчером сбытовой компании или диспетчером электрических сетей. Сотовая связь широко используется не только в системах телеизмерения, но и в системах телеуправления объектами энергетики.

10.5.1. Термины, используемые в сотовой связи

При передаче сигналов по GSM-каналу используют общепринятые специальные названия и выражения (см. приложение Ж). Для начинающих студентов необходимо понимать следующие термины.

Интерфейс (от английского Interface — поверхность раздела, перегородка) в общем случае определяет место или способ соединения (соприкосновения) связи. Значение этого слова относится к любому сопряжению взаимодействующих систем. Например, вожжи — главный элемент интерфейса между кучером и лошадью. Руль, педали газа, тормоза, рычаг коробки передач — интерфейс водителя для управления автомобилем. Электрические вилки и розетка являются интерфейсом энергоснабжения бытовых приборов. Нередко под интерфейсом понимают не только устройства, но и правила (протокол) взаимодействия этих устройств.

В вычислительной системе интерфейс — это система связей с унифицированными сигналами и аппаратурой, предназначенная для обмена информацией между устройствами, например, между устройством ввода данных и запоминающим устройством.

Интерфейс пользователя — это совокупность средств, при помощи которых пользователь общается с различными устройствами. Интерфейс командной строки: инструкции компьютеру даются путем ввода с клавиатуры текстовых команд (строк). Графический интерфейс пользователя: программные функции представляются графическими элементами экрана.

Интерфейс RS-232 (RS — Recommended standard — рекомендованный стандарт, 232 — его номер) — интерфейс передачи информации между двумя устройствами на расстоянии до 20 м. Информация передается по проводам с уровнями сигналов, отличающихся от 5 В, для обеспечения большей устойчивости к помехам. Интерфейс RS-232 обеспечивает соединение двух устройств, одно из которых называется ООД — оконечное оборудование данных — это компьютер, а второе ОПД — оборудование передачи данных — это модем, использовался для подключения периферийных узлов (мышь, принтер) и для соединения с другими компьютерами или контроллерами.

Интерфейс RS-485 — один из наиболее распространенных стандартов физического уровня связи. Физический уровень — это канал связи и способ передачи сигнала. Главное отличие RS-485 от RS-232 — возможность объединения нескольких устройств по одной двухпроводной линии. Максимальная длина линии 1200 м при скорости 100 Мбит/с. Один передатчик рассчитан на под-

ключение 32 приемников, однако общее количество устройств может достигать 256, если приемник имеет входное сопротивление $1/8$ от стандартного. Сеть, построенная на интерфейсе RS-485, представляет собой приемопередатчики, соединенные между собой при помощи витой пары — двух скрученных проводов. В основе интерфейса RS-485 лежит принцип дифференциальной (балансной) передачи данных. Суть его заключается в передаче одного сигнала по двум проводам в полудуплексном режиме.

Драйверы, или драйверы устройств, — это специальные программы управления устройствами компьютера. Чтобы каждый из компонентов компьютера (системный блок, монитор, клавиатура, мышка, принтер, колонки) работал корректно, необходимы специальные программы, которые и позволяют этим устройствам функционировать. Например, перемещение физической мышки, которая находится у вас в руке, по столу или коврику вызывает перемещение мышки по экрану монитора в том же направлении, в котором вы перемещаете физическую мышку. Этими манипуляциями управляет специальная программа — драйвер.

Когда нажимаете клавишу на клавиатуре, то на экране монитора печатается именно тот символ, который «нарисован» на клавише. И печатается этот символ именно в том месте, которое вы указали. И делает это тоже специальная программа — драйвер, — установленная на компьютере.

Модем — это специальный компонент в компьютере, который предназначен для подключения его к вычислительной сети. Слово «модем» образовалось путем слияния двух терминов. Первый из них — модулятор. Это специальная схема, которая кодирует и передает сигнал. Второй термин — демодулятор, который получает и перерабатывает сигнал. Детектор, демодулятор — электронный узел устройства, отделяющий полезный сигнал детектор радиоприемного устройства или демодулятор, восстанавливает информацию из радиосигнала. Беспроводные модемы работают только в цифровом режиме.

GSM (Global System for Mobile Communications) (русский аналог СПС-900) — глобальная система мобильных телекоммуникаций, это глобальный стандарт цифровой мобильной сотовой связи, с разделением каналов по времени (TDMA). В сотовой связи стандарта GSM используются радиочастоты 900, 1800 или 1900 МГц. Передача информации в цифровом виде позволяет легко обеспечить конфиденциальность переговоров.

GPRS (Generai Pasket Radio Servise) — это надстройка над обычной GSM сотовой сетью, которая позволяет передавать данные на существенно более высоких, чем в GSM, скоростях. Если в обычной GSM сети можно получить максимум 14,4 кБит/с, то в GPRS 171,2 кБит/с. GPRS — это пакетная система передачи данных, функционирующая аналогично с сетью Интернет.

АИИС КУЭ — автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электрической энергии.

10.5.2. Передача информации по GSM-каналу

В последнее время наиболее широкое применение находит система передачи сигналов по GSM-каналам, они относятся к радиоканальным системам

(рис. 10.2). Их используют в системах измерения, сигнализации, охраны объектов от несанкционированного доступа. В системах дистанционного управления только с розетками в жилом помещении с различными функциями (температуры, нагрузки, включение по расписанию, управление по GSM, с отчетом по напряжению сети) насчитывается свыше 12 видов. Эти системы находят применение и в системах дистанционного управления секционирующими выключателями 10 кВ на линиях электропередачи.

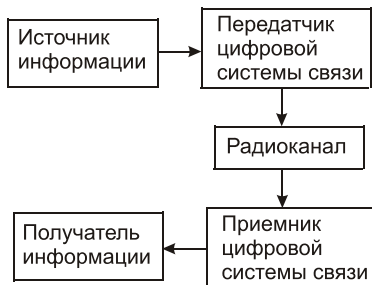


Рис. 10.2

Простейшая схема прохождения сигналов по сотовой связи

От источника информации (кнопки диспетчера), через передатчик, радиоканал, приемник сигнал поступает на секционирующий пункт (отключающую катушку выключателя), и выключатель отключается. В действительности сигнал от кнопки диспетчера проходит несколько преобразований, особенно если они находятся в нескольких десятках километров друг от друга.

В середине 1940-х годов в Англии предложили разбивать всю обслуживаемую территорию на небольшие участки, которые стали называться сотами (от англ. cell — ячейка, сота), по аналогии с пчелиными сотами. Каждая сота должна обслуживаться передатчиком с ограниченным радиусом действия и фиксированной частотой. Это позволяет без взаимных помех использовать ту же самую частоту повторно в другой соте.

Наиболее подходящей геометрической фигурой для сот является шестиугольник, так как если антенну с круговой диаграммой направленности установить в центре, то будет обеспечен доступ почти во всей соте (рис. 10.3) [56].

Каждой ячейке выделяется своя полоса частот. Смежные ячейки используют разные частоты, чтобы избежать перекрестных помех.

В то же время ячейки, находящиеся на большом расстоянии друг от друга, могут использовать одинаковые полосы частот. Таким образом, основной принцип сотовой связи — это повторное использование частот в несмежных сотах. В действительности соты никогда не имеют строгой геометрической формы. Реально границы имеют форму неправильных кривых, зависящих от условий распространения и затухания радиоволн, то есть от рельефа местности, характера и плотности растительности, застройки зданиями.

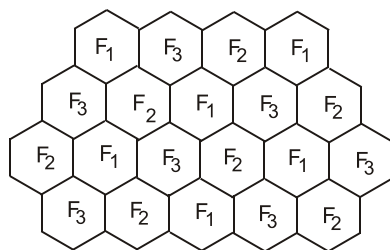


Рис. 10.3
Распределение частот по сотам

В центре каждой i -й соты находится базовая станция (Base Transceiver Station), состоящая из приемника, передатчика и модуля управления. Точно так же и положение базовой приемно-передающей станции BTS лишь приблизительно совпадает с центром соты, который не так просто определить при неопределенной форме соты. Если на BTS используются направленные антенны, то они могут оказаться на границах сот.

В системах сотовой мобильной связи выделены частотные диапазоны (табл. 10.1) для передачи от мобильной станции (телефона) MS к базовой станции BTS и наоборот.

Таблица 10.1

Полоса частот сотовой мобильной связи

Стандарт GSM	Частота, МГц		Длина волны, см	
	MS → BTS	BTS → MS	MS → BTS	BTS → MS
GSM 900	890...915	935...960	32,8...33,7	31,2...32,1

Используемые в сотовой мобильной связи полосы частот относятся к дециметровому диапазону, которые распространяются в основном в пределах прямой видимости. В этом диапазоне поглощения при дожде, снеге, тумане практически отсутствуют.

Каждая из полос, выделенных для GSM, разделяется на частотные каналы. Разнос каналов составляет 200 кГц, что позволяет организовать в сетях GSM 124 частотных канала.

Передача голоса от абонента к абоненту очень сложный процесс. Голос абонента, прежде чем будет передан в эфир, подвергается множеству преобразований. Аналоговый сигнал разбивается на отрезки длительностью 20 мс, после чего преобразовывается в цифровой, затем кодируется путем применения алгоритмов шифрования. Усовершенствованная система кодирования речи разработана финской компанией Nokia. Все сигналы обрабатываются принципом прерывистой передачи речи. Он управляет передатчиком телефона, включая его только в тот момент, когда начинается произношение речи, и отключает в паузах между разговорами. Все это достигается с помощью детектора активности речи.

Большая часть населенной части нашей страны покрыта базовыми станциями (БС). В поле это высокие вышки с антеннами, в городе антенны установ-

лены на крышах нежилых домов. Каждая станция ловит сигнал от мобильных телефонов на удалении до 35 км и общается по служебным или голосовым каналам. Каждая из БС содержит от одной до 12 приемо-передающих антенн (большие серые прямоугольные блоки), направленных в разные стороны, чтобы обеспечить связь абонентов со всех сторон. Антенны называют секторами.

От антенны сигнал по кабелю передается непосредственно в управляющий блок базовой станции. Совокупность секторов и управляющего блока и называется BS (Base Station) — базовой станцией. Несколько базовых станций, чьи антенны обслуживают какую-либо определенную территорию, присоединены к специальному блоку LAC (Logal Area Contrroller) — контроллеру локальной зоны, который называют просто контроллером. К одному контроллеру обычно подключается до 15 базовых станций. Коммутатор обеспечивает вход (и выход) на городские телефонные линии, на других операторов сотовой связи. Несколько контроллеров подключены к самому центральному «мозговому» блоку — MSC (Mobile services Switching Center) — центр управления мобильными услугами, называемый коммутатором.

10.5.3. Конфигурация системы передачи данных по GSM-каналу

Коммерческий учет электроэнергии требует периодического контроля исправности его работы. Система дистанционного мониторинга счетчиков электрической энергии разработана для автоматизации учета электроэнергии и контроля работы оборудования. Система осуществляет дистанционный сбор показаний и контроль состояния счетчиков электрической сети.

Любые устройства, имеющие интерфейс RS-485 и работающие по протоколам, поддерживающим индивидуальную и групповую адресацию, могут быть объединены в беспроводную сеть передачи данных без изменения их программного обеспечения.

Беспроводная сеть передачи данных работает как аналог проводного соединения RS-485, где одно ведущее устройство выдает устройствам пользователя индивидуальные и групповые команды, а также следит за их выполнением. Аппаратура системы состоит из локальной сети нижнего уровня нелицезируемого диапазона 433 МГц и глобальной GSM/GPRS сети. Локальная сеть передачи данных нижнего уровня построена на радиоадаптерах. Радиоадаптеры 433 МГц являются оконечными устройствами, которые подключаются к приборам учета по интерфейсу RS-485, осуществляют управление приборами учета и сбор данных для последующей передачи в центр управления.

Выход в глобальные сети обеспечивает GSM-коммутатор, который является связующим звеном между диспетчерским сервером и приборами учета электроэнергии. Двухсетевой GSM-коммутатор обеспечивает выход в GSM/GPRS сеть и осуществляет обмен данными с радиоадаптерами через локальный радиоканал 433 МГц.

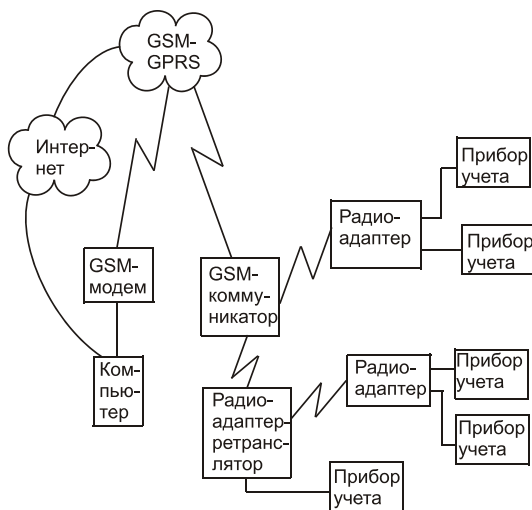


Рис. 10.4

Конфигурация системы передачи данных

Система передачи данных (рис. 10.4) состоит из:

- программного обеспечения верхнего уровня на компьютере (АСКУЭ) (диспетчерском сервере), имеющем выделенное подключение к Интернету и статический IP-адрес;
- GSM-модема, подключенного к диспетчерскому серверу;
- GSM-коммуникатора, в состав которого входят GSM/GPRS-модуль для соединения с диспетчерским сервером и радиоконтроллер 433 МГц для связи с радиоадаптерами;
- набора радиоадаптеров, которые являются узлами беспроводной связи передачи данных;
- приборов учета электроэнергии, подключенных к радиоадаптерам по интерфейсу RS-485.

Система передачи данных обеспечивает передачу управляющих команд от диспетчерского сервера на приборы учета электроэнергии и обратную передачу данных от этих приборов.

Диспетчерский сервер с помощью прямого звонка на телефонный номер GSM-коммуникатора (используется GSM-модем) дает последнему команду на установление соединения. В зависимости от типа звонка (по голосу или в режиме данных) GSM-коммуникатор устанавливает соединение с сервером по каналу GPRS/Интернет или по резервному GSM/GSD-каналу.

В процессе настройки сети можно подключить GSM-коммуникатор к компьютеру через интерфейс RS-485, при этом не нужно платить за трафик данных.

После установления связи сервер (компьютер) выдает команды, каждая из которых содержит пакет с данными в формате, используемом приборами учета при обмене данными по интерфейсу RS-485.

Если пакет адресован конкретному прибору учета, то он должен содержать не повторяющийся в локальной сети адрес. На этапе инсталляции (подключения прибора учета к сети) каждому адресу ставится в соответствие маршрут, по которому должен пройти пакет, чтобы попасть в прибор учета. Маршрут содержит адрес радиоадаптера, к которому подключен прибор учета, и список адресов ретрансляторов, через которые проходит пакет. Маршрут определяет последовательность прохождения пакета через ретрансляторы. При необходимости он может быть прочитан и изменен в любое время с помощью сервисных команд, подаваемых с компьютера. Радиоконтроллер GSM-коммуникатора посылает пакет по маршруту, соответствующему этому адресу, и ждет ответа в течение определенного времени. Радиоадаптер, которому адресован пакет, посылает его на прибор учета через интерфейс RS-485. При получении ответа от прибора учета радиоадаптер посылает принятый пакет обратно по тому же маршруту. Радиоконтроллер GSM-коммуникатора при приемке ответного пакета или по истечении времени ожидания возвращает соответствующий пакет серверу (компьютеру) через GSM/GPRS сеть.

Если пакет адресован группе или всем приборам учета, то он передается всем радиоадаптерам. Если радиоадаптер, принявший пакет, не является ретранслятором, то он передает пакет прибору учета по интерфейсу RS-485 и ждет следующего пакета. Если он является ретранслятором, то сначала пакет передается в локальную сеть, а потом — в прибор учета. Подтверждение о приеме группового пакета конкретным прибором учета осуществляется позднее с помощью индивидуальных команд.

10.5.4. GSM-коммуникатор, радиоадаптеры и ретрансляторы

GSM-коммуникатор является основным связующим звеном между диспетчерским сервером и приборами учета электроэнергии. Он соединяет между собой каналы связи — GSM/GPRS, 433 МГц и RS-485.

GSM-коммуникатор обычно устанавливается на трансформаторной подстанции и подключается к счетчикам общего учета по интерфейсу RS-485, а к абонентским счетчикам — по радиоканалу 433 МГц.

GSM-коммуникатор имеет встроенный аккумулятор, позволяющий сохранять работоспособность не менее 24 ч. GSM-коммуникатор позволяет использовать две SIM-карты. При пропадании сети одного оператора он переходит на работу от альтернативной сети. Для защиты информации при прохождении через Интернет предусмотрена возможность шифрования информации.

GSM-коммуникатор (рис. 10.5) состоит из:

- GSM/GPRS модуля, осуществляющего прием-передачу данных через сеть GSM/GPRS;
- радиоконтроллера 433 МГц, осуществляющего прием-передачу данных через локальный радиоканал 433 МГц;
- интерфейса RS-485, для обеспечения проводного соединения с приборами учета или для прямого подключения компьютеру;

- AC/DC конвертора для питания устройства от сети переменного тока;
- аккумулятора;
- зарядного устройства для аккумулятора;
- антенны для радиоконтроллера 433 МГц;
- антенны для сети GSM/GPRS.

Радиоадаптер работает в нелегализуемом частотном диапазоне 433 МГц. Одна пара проводов подключается к сети 220 В, а другая пара — к интерфейсам RS-485 приборов учета. К одному радиоадаптеру можно подключить до 31 прибора учета; настройки интерфейса радиоадаптера (скорость, паритет) можно изменять дистанционно. Основное отличие радиоадаптеров и ретрансляторов заключается в следующем:

- радиоадаптеры являются оконечными устройствами, которые могут принимать данные из центра только по радиоканалу, передавать эти данные приборам учета по интерфейсу RS-485, принимать от приборов учета подтверждение о выполнении команды и передавать это подтверждение в центр по радиоканалу;
- ретрансляторы выполняют все вышеперечисленные функции, а также могут транслировать команды другим устройствам (радиоадаптерам или ретрансляторам) по радиоканалу.

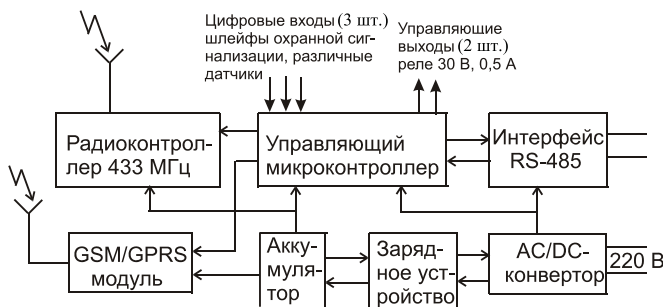


Рис. 10.5

Функциональная схема GSM-коммуникатора

Радиоадаптеры и ретрансляторы составляют нижнее звено в сети передачи данных. По умолчанию все новые устройства являются радиоадаптерами (рис. 10.6). Он состоит из:

- радиоконтроллера 433 МГц, осуществляющего прием-передачу данных через локальный радиоканал 433 МГц;
- интерфейса RS-485, обеспечивающего проводное соединение с приборами учета и другими радиоадаптерами;
- аккумулятора;
- зарядного устройства для аккумулятора;
- антенны для радиоконтроллера 433 МГц.

Антенна внутреннего исполнения, размещенная в корпусе радиоадаптера, используется в основном для организации связи внутри помещений. Внешние (выносные) антенны устанавливаются вне помещений для увеличения дальности

сти связи. Внешние антенны могут быть направленными или с круговой диаграммой направленности в горизонтальной плоскости. Направленная антенна используется для увеличения дальности связи в определенном направлении.

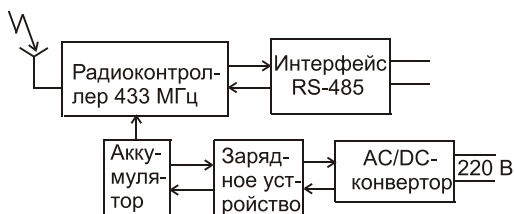


Рис. 10.6

Функциональная схема радиоадаптера с резервным питанием

Использование для передачи информации сервисов сети GSM/GPRS в сочетании с локальной радиосетью в диапазоне 433 МГц позволяет:

- осуществить доступ к приборам учета из любой точки, где есть связь с Интернетом или GSM/GPRS сетью;
- существенно сократить финансовые затраты за счет отсутствия необходимости прокладки информационных кабелей до каждого прибора учета;
- сократить сроки развертывания системы за счет отсутствия необходимости лицензирования частот и получения разрешений на их использование;
- гибко менять структуру сети в процессе эксплуатации системы;
- система может применяться в газоснабжении, водопотреблении, в охранной и пожарной сигнализациях.

10.5.5. Преимущества стандарта GSM

1. Меньшие по сравнению с аналогичными стандартами размеры и вес телефонных аппаратов при большем времени работы без подзарядки аккумуляторов. Это достигается за счет аппаратуры базовой станции, которая постоянно анализирует уровень сигнала, принимаемого от аппарата абонента. В тех случаях, когда он выше требуемого, на сотовый телефон автоматически подается команда снизить излучаемую мощность.
2. Хорошее качество связи при достаточной плотности размещения базовых станций.
3. Большая емкость сети, возможность большого числа одновременных соединений.
4. Низкий уровень промышленных помех в данных частотных диапазонах.
5. Улучшенная (по сравнению с аналоговыми системами) защита от подслушивания и нелегального использования, что достигается путем применения алгоритмов шифрования с разделяемым ключом.
6. Эффективное кодирование речи, разработанное фирмой Nokia, впоследствии стало промышленным стандартом кодирования/декодирования для технологии GSM.
7. Широкое распространение, большой выбор оборудования.

8. Возможность роуминга. Это означает, что абонент одной из сетей GSM может пользоваться сотовым телефонным номером не только у себя «дома», но и перемещаться по всему миру, переходя из одной сети в другую, не расставаясь со своим абонентским номером. Процесс перехода из сети в сеть происходит автоматически, и пользователю нет необходимости заранее уведомлять оператора, в сетях некоторых операторов могут действовать ограничения на предоставление роуминга своим абонентам, более детальную информацию можно получить, обратившись непосредственно к своему GSM-оператору.

Недостатки стандарта GSM:

- искажение речи при цифровой обработке и передаче;
- связь возможна на расстоянии не более 120 км от ближайшей базовой станции даже при использовании усилителей и направленных антенн. Поэтому для покрытия определенной площади необходимо большее количество передатчиков, чем в других системах.

10.6. Связь по линиям электропередачи

Задолго до появления сотовой связи оперативное управление электрическими сетями осуществлялось и осуществляется диспетчерской службой предприятия. Диспетчерская служба обеспечивает круглосуточное наблюдение за работой линий электропередачи и подстанций всех напряжений. Для периодического осмотра объектов энергетики и ликвидации аварийных состояний используются транспортные средства с оперативно-выездными бригадами (ОВБ). Трансформаторные пункты 10/0,4 кВ осматриваются работниками электрических сетей по графикам.

Любая подстанция 35/10 кВ имеет связь с диспетчерским пунктом по GSM-каналу или по высокочастотным каналам линий электропередачи 35 кВ (рис. 10.7).

Передача высокочастотных сигналов по линиям напряжением 10 кВ не получила распространения из-за большой разветвленности. Для передачи высокочастотных сигналов по линии электропередачи на обоих концах линии устанавливают по одному полукомплекту для высокочастотной обработки [17]. Каждый полукомплект содержит высокочастотный заградитель ВЗ1 (ВЗ2), перед заградителем между фазой и землей включается конденсатор связи КС1 (КС2), к которому подключается фильтр присоединения ФП1 (ФП2). Фильтр присоединения связан с высоковольтной линией через емкостный делитель напряжения. Фильтр присоединения представляет собой согласующий трансформатор для связи конденсатора связи с высокочастотным кабелем ВЧК1 (ВЧК2). Высокочастотный кабель связан с приемопередатчиком ПП1 (ПП2), который соединен с телефонным аппаратом ТА1 (ТА2).

Высокочастотный заградитель представляет собой катушку индуктивности с конденсаторами, которые представляют собой фильтр для разделения электрических сигналов по частоте. На обоих концах линии электропередачи высокочастотные заградители настраиваются на одну и ту же полосу частот. Ток промышленной частоты 50 Гц свободно проходит через катушку ин-

дуктивности, так как ее сопротивление пропорционально частоте $X_L = \omega L$ и составляет небольшую величину. Для высокочастотного сигнала, например, 50 000 Гц катушка индуктивности представляет собой большое сопротивление. Высокая частота не проходит из линии на подстанцию.

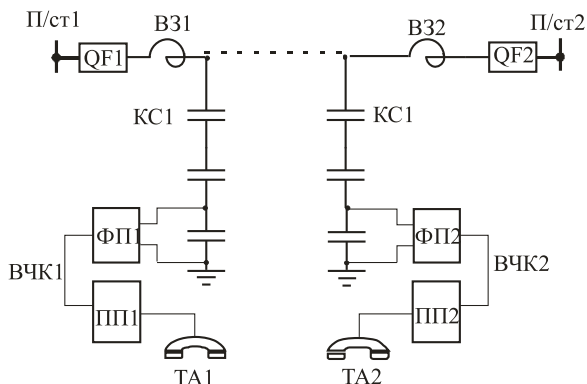


Рис. 10.7

Высокочастотная связь по линии электропередачи

Конденсатор связи наоборот для низкой частоты 50 Гц представляет большое сопротивление в соответствии с формулой $X_C = \frac{1}{\omega C}$, а для высокой частоты, например, 50 кГц — малое сопротивление. Тогда высокая частота передается по контуру «провод–земля» с одного конца линии электропередачи к другому.

Звуковой сигнал в микрофоне телефонного аппарата ТА1 преобразуется в низкочастотный электрический сигнал. В приемопередатчике ПП1 этот сигнал модулируется высокой частотой по амплитуде. Модулированный высокочастотный сигнал по высокочастотному кабелю ВЧК1 поступает к фильтру присоединения ФП1. В ФП1 этот сигнал преобразуется и через конденсатор связи КС1 проходит на воздушную линию электропередачи ВЛ. Поскольку для высокой частоты высокочастотный заградитель ВЗ1 представляет большое сопротивление, то высокая частота не попадает к шинам подстанции П/СТ 1, а проходит на другой конец линии электропередачи к подстанции П/СТ 2. На другом конце линии электропередачи высокая частота проходит через конденсатор связи КС2, фильтр присоединения ФП2, высокочастотный кабель ВЧК2 к приемопередатчику ПП2. В ПП2 высокочастотный сигнал демодулируется и в телефонной трубке ТА2 электрический сигнал преобразуется в звуковой. Аналогично проходит сигнал в обратном направлении от П/СТ 2 к подстанции П/СТ 1.

Высокочастотная связь по линиям электропередачи позволит связаться с любой подстанцией практически с любыми районами нашей страны через диспетчеров предприятий электрических сетей и диспетчеров энергосистем.

По высокочастотному каналу можно передавать одновременно несколько сигналов на разных частотах. По нему ведутся не только телефонные оператив-

ные переговоры, но и на некоторых линиях напряжением 110 кВ и выше осуществляется работа быстродействующей высокочастотной защиты.

В простейшей схеме релейная защита «опрашивает» на двух концах линии реле направления мощности, куда направлен поток мощности. Если на обоих концах поток мощности направлен от шин в линию, значит, на линии произошло КЗ и реле направления мощности подают команды на отключение выключателей одновременно с двух сторон. Отключение происходит за время 0,02 с.

Кроме этого, по высокочастотному каналу передаются сигналы современных автоматизированных систем управления и контроля за работой энергетических объектов.

10.7. Оптоволоконная связь

В настоящее время для передачи информации с одной подстанции на другую наряду с высокочастотными каналами линий электропередачи используют оптоволоконные кабели. Такие кабели подвешиваются под высоковольтными проводами и закрепляются на опорах воздушной линии электропередачи. Кроме этого, оптоволоконные кабели встраивают в грозозащитные тросы линий электропередачи. По ним передается информация с одной подстанции на другую в виде световых сигналов. Такую передачу информации называют оптической связью. Оптическая связь является самым большим разделом оптоэлектроники — науки, которая появилась в 1970-х г. на стыке оптики и электроники.

10.7.1. Общие сведения о лазерах

Бурное развитие оптоэлектроники началось в 1970 г., когда появились первые полупроводниковые лазеры. Это послужило мощным толчком для развития лазерной техники.

Особенность лазерной техники состоит в том, что она использует активные генераторы и усилители света. Наибольшее распространение с 1962 г. получили гелий-неоновые лазеры. Они испускают ярко-красное свечение с длиной волны 0,633 мкм. Простейший лазер состоит из газоразрядной лампы — трубки, заполненной гелий-неоновой смесью. Под действием напряжения, приложенного к концам трубки, активная среда возбуждается, и световые потоки, выходящие из концов трубки, концентрируются зеркалами в лазерный луч. Получаемая мощность генерации гелий-неонового лазера от 1 до 50 МВт.

Через восемь лет после появления гелий-неоновых лазеров впервые при комнатной температуре была получена непрерывная генерация полупроводниковых лазеров. В отличие от своих предшественников полупроводниковые лазеры миниатюрны, наибольшая сторона их не превышает 400 мкм. Они состоят из полупроводниковых кристаллов или чипов. Внутри полупроводникового лазера находится р-п-переход, как в полупроводниковом диоде. Когда через него протекает ток, происходит электронно-дырочная рекомбинация и излучается световая энергия. Если эту энергию оставить без изменений, то получим светодиод. Светодиоды сейчас используют вместо индикаторных лампочек.

В полупроводниковых лазерах, как и в гелий-неоновых, генерированная световая энергия заключается в пространство между двумя отражающими поверхностями [57] (рис. 10.8).

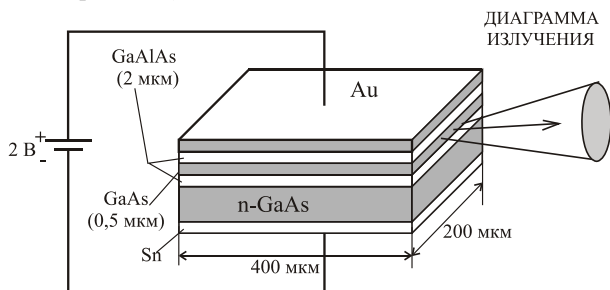


Рис. 10.8

Устройство полупроводникового лазера

На рисунке видна лишь правая зеркальная поверхность, вторая такая же находится с левой стороны устройства. Очень ровную зеркальную поверхность получают благодаря «расслоению» кристалла при раскалывании. В результате многократного отражения света от этих зеркальных поверхностей возникает резонанс, лазер возбуждается и испускает чистое излучение одной длины волн.

Диаграмма направленности излучения полупроводникового лазера по большей оси $40...60^\circ$, по малой — 10° . От того насколько снизится стоимость полупроводниковых лазеров, зависят темпы дальнейшего развития оптоэлектроники.

10.7.2. Характеристика световодов

Наряду с полупроводниковыми лазерами переходу техники в эру оптоэлектроники способствовали волоконные световоды. Первые волоконные световоды, как и полупроводниковые лазеры, появились в 1970 г. Волоконный световод представляет собой тонкий однородный стеклянный стержень и оболочку. Причем разница в коэффициентах преломления света для стержня и оболочки не должна превышать 1%. Свет в таком стержне может распространяться на далекие расстояния при условии его полного отражения от внутренней поверхности стенок и отсутствии затухания. В лучших образцах современных световодов потери на длине 1 км достигают всего 0,2 децибел.

Децибел (дБ) — это единица, выражающая некоторое отношение энергетических величин в виде логарифма. Если A — отношение двух величин, то в децибелах это отношение выражается величиной $10 \lg A$. Десятичный логарифм показывает, в какую степень надо возвести число 10, чтобы получилось отношение A . Например, если A равно 1:100, то его десятичный логарифм -2 . Для выражения величины в децибелах нужно ее десятичный логарифм умножить на 10. Таким образом отношение 1:100 в децибелах выражается — 20 дБ. Когда речь идет о затухании, знак минус опускают. Затухание в два раза равно примерно 3 дБ.

Волоконный световод очень тонок, внешняя стеклянная его часть имеет размер 0,125 мм. Этот размер соизмерим с толщиной волоса. Диаметр же сердцевины

тонких световодов составляет всего $5 \text{ мкм} = 0,005 \text{ мм}$. Свет отражается от границы сердцевины с оболочкой и распространяется только по стержню (рис. 10.9).

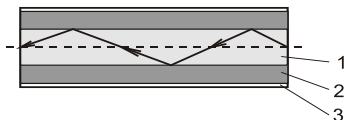


Рис. 10.9

Световод:

1 — сердцевина; 2 — оболочка; 3 — защитное покрытие.

В зависимости от материала сердцевины волоконные световоды подразделяются на световоды из кварцевого стекла (SiO_2), из многокомпонентного стекла с высокой степенью очистки и из специальных высокопрочных пластмасс. Наибольшее распространение получили световоды из кварцевого стекла.

В таком световоде наименьшее затухание светового сигнала наблюдается при длине волны $1,55 \text{ мкм}$, но из-за технических трудностей в технике связи наиболее широко используется длина волны $0,85 \text{ мкм}$. Эта длина волны лежит за пределами видимого диапазона ($0,4 \dots 0,7 \text{ мкм}$). Если бы удалось передавать сигналы в пределах видимого спектра, тогда бы намного облегчилось отыскание повреждений световодов.

В современной технике связи высокого качества для передачи информации на дальние расстояния обычно используются цифровые системы с импульсно-кодовой модуляцией. В этих системах различные виды информации: звуковые колебания, изображения — кодируются и передаются в виде сочетания электрических и световых импульсов. Световые импульсы в процессе прохождения по световоду расширяются. Расширение импульсов света вызывает множество трудностей. При чрезмерном уширении происходит взаимное наложение соседних импульсов, что влечет за собой значительное увеличение ошибок считывания передаваемых сигналов (рис. 10.10).

Явление, вызывающее расширение импульсов в волоконно-оптических линиях, называется **дисперсией**. В настоящее время получены расчеты различных профилей с наименьшим преломлением в сердцевине световодов. Это позволило передавать миллионы и сотни миллионов световых импульсов в секунду.

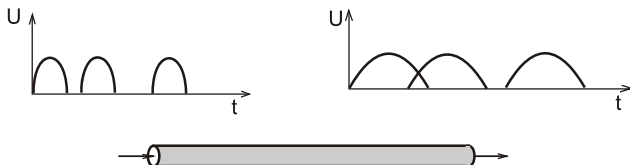


Рис. 10.10

Дисперсия света в световоде

Количество информации, передаваемое по одному каналу связи в единицу времени, называется пропускной способностью. В технике цифровой связи она характеризуется числом бит (импульсов) двоичной информации в секунду. Пропускная способность современных систем составляет $45 \dots 400 \text{ Мбит/с}$.

Меньшая пропускная способность обусловлена применением в качестве передатчиков сигналов более дешевых и надежных светодиодов вместо лазеров.

В большинстве случаев волоконные световоды, используемые в связи, имеют двухслойную структуру, типа «сердцевина–оболочка». Сердцевина — это та часть световода, по которой и происходит распространение света. Оболочка представляет собой слой стекла, наносимый поверх сердцевины. Показатели преломления света для сердцевины и для оболочки почти одинаковы. Например, если показатель преломления сердцевины $n = 1,465$, то показатель преломления оболочки $n = 1,460$. Такая структура значительно снижает дисперсию [58].

По характеру передачи световой энергии в сердцевине двухслойные световоды подразделяются на многомодовые и одномодовые. Многомодовые передают волны многих типов колебаний, а одномодовые передают волны лишь одного типа колебаний. Основная конструктивная разница между этими типами световодов состоит в размерах сердцевины. Обычно диаметр сердцевины в многомодовых световодах составляет 50...100 мкм, а в одномодовых 5...10 мкм. Кроме этого, в одномодовых световодах дисперсия совсем незначительная, поэтому больше допустимая скорость передачи импульсов. Так, через километровый отрезок одномодового световода можно передавать до 100 млрд имп./с, а через такой же отрезок многомодового световода на два порядка меньше. Одномодовые световоды используют сравнительно редко из-за малых размеров их сердцевины и, соответственно, большой стоимости. Малый диаметр создает трудности при соединении двух световодов и при вводе в него луча лазера. В настоящее время наибольшее распространение получили многомодовые световоды с плавно изменяющимися показателями преломления сердцевины.

10.7.3. Характеристика волоконно-оптической системы связи

Принцип действия волоконно-оптической системы связи показан на рис. 10.11. Информационный сигнал (звуковой, телевизионный) воздействует на излучение лазера, изменяя (модулируя) его интенсивность. Излучение лазера фокусируется линзой на торце световода. Полученную последовательность импульсов передают по световоду на дальнейшее расстояние. На приемной стороне с помощью линзы полученный сигнал фокусируется на фотодиод. Сигнал с фотодиода усиливается и поступает на демодулятор, на выходе которого получают переданный сигнал.

Одной из первых практических реализаций явилась волоконно-оптическая линия связи между двумя районами Токио. Она построена в 1979 г. и рассчитана на передачу 30 000 телефонных каналов.

По сравнению с высокочастотными каналами линий электропередачи передача сигналов по оптоволоконным кабелям намного надежнее, имеет меньшие помехи, следовательно, выше качество передаваемой информации. Анализировать преимущества и проводить технико-экономическое обоснование волоконно-оптической системы связи по сравнению с передачей сигналов по проводам, по радио, по волноводам можно по 10 показателям:

- 1) потери сигнала;
- 2) количество пропускаемых сигналов;

- 3) малые габариты;
- 4) гибкость;
- 5) малый вес;
- 6) прочность;
- 7) влияние электромагнитных полей;
- 8) переходные помехи;
- 9) отсутствие искрения;
- 10) сырьевые ресурсы.

Высокая частота оптических колебаний (1014...1015 Гц) обуславливает большой объем передаваемой информации, быстродействие. Соответствующая оптической частоте малая длина волны (10^{-4} ... 10^{-5} см) открывает пути для миниатюризации передающих и приемных устройств, а также линий связи [56].

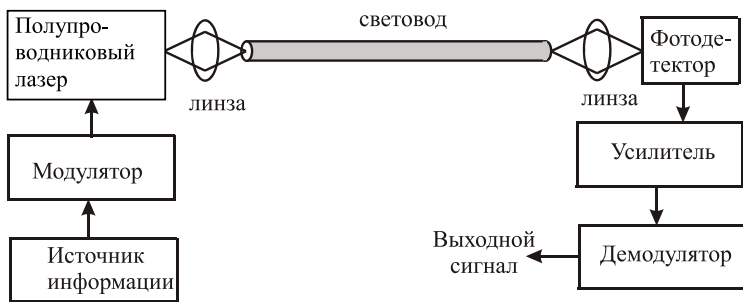


Рис. 10.11

Волоконно-оптическая система связи

Поясним эти показатели на уровне современного развития техники.

1. Низкие потери сигнала в световодах являются одним из основных преимуществ волоконно-оптической связи. Уже появились образцы световодов с величиной затухания 0,16 дБ.

2. Широкополосность этой системы связи доказывается тем, что пропускная способность одного обычного световода составляет 6 000 телефонных каналов.

3. Диаметр световода немногим больше 100 мкм. Если скрутить сотню таких световодов, то получим площадь поперечного сечения жгута всего 1 мм². Дополнительно каждый световод покрывается защитной оболочкой, что приводит к увеличению диаметра волоконно-оптического кабеля. Однако все равно 36-жильный волоконно-оптический кабель имеет диаметр примерно в три раза меньше, чем 18-парный коаксиальный кабель с медными проводниками. При этом пропускная способность оптического кабеля примерно в два раза больше пропускной способности коаксиального кабеля.

4. Всем известно, что кварцевое стекло, из которого изготавливают большинство световодов, — весьма твердый и хрупкий материал. Тем не менее при толщине 125 мкм оно может довольно свободно изгибаться. Световоды не лопаются даже при изгибах с радиусом 2–3 мм. В обычных условиях световоды не подвергаются подобным деформациям, а единичные изгибы радиусом примерно 10 мм почти не сказываются на параметрах световодов.

5. Малый вес световодов обусловлен их малым диаметром. К тому же удельный вес кварцевого стекла примерно в 4 раза меньше удельного веса меди (8,93). Поэтому масса одного световода длиной 1 км (без пластмассовой оболочки) составляет всего 27 г. Для сравнения: масса одной медной жилы такой же длины и диаметром 1 мм равна примерно 7 кг.

6. Прочность световода при растяжении на первый взгляд вызывает удивление. Предельное натяжение световодной нити диаметром 125 мкм, то есть натяжение, вплоть до которого не происходит разрыва, составляет 68,7 Н. Это значение примерно в два раза превышает аналогичную характеристику фортепианной струны той же толщины. Настолько высокая прочность стекла обусловлена его однородностью и практически отсутствием дефектов структуры.

7. Световоды невосприимчивы к электромагнитным наводкам. Даже если разместить волоконно-оптический кабель вплотную параллельно силовым линиям электропередачи, то помехи не возникают. Проведенные эксперименты показали, что размещение световодов в общей оболочке с силовым кабелем, не приводит к осложнениям, связанным с наводками. Кроме этого, и на воздушных линиях электропередачи не будет никаких помех качеству связи, если трассы будут пересекаться.

8. Переходные помехи возникают даже при передаче сигналов внутри ЭВМ, это связано с емкостью электрических цепей. Вероятность возникновения переходных помех в световодах практически равна нулю.

9. При передаче оптического сигнала не возникает искрения. Значит, такие кабели можно использовать в химических производствах. Привлекает к себе внимание и высокая термостойкость (до 10 000) световодов.

10. Следует отметить, что световодные кабели в своей конструкции могут совсем не содержать металлов, а сырьевые ресурсы основного компонента световодов—кварцевого песка практически не ограничены.

При учете всех указанных параметров использование волоконных световодов во многих случаях экономически более выгодно, чем строительство отдельных новых трасс для линий связи. Особенно выгодно использование волоконных световодов, когда они встраиваются в грозозащитный трос, тогда удешевляется монтаж.

Контрольные вопросы

1. Как работает схема измерения дискретного уровня жидкости в резервуаре?
2. Что такое интерфейс?
3. Интерфейс RS-485.
4. Что такое GSM?
5. Простейшая схема прохождения сигналов по сотовой связи.
6. Как связаны приборы учета с компьютером диспетчера в сотовой связи?
7. Назначение GSM-коммуникатора.
8. Принцип передачи сигналов управления по высоковольтной линии электропередачи.
9. Как осуществляется телефонная связь по высокочастотному каналу?
10. Принцип действия волоконно-оптической системы связи.

Заключение

1. Для изучения устройств и принципов измерения электрических величин необходимо представлять систему электроснабжения от источников электроэнергии до потребителей.

2. Большинство измерительных приборов представляют электрические величины в аналоговом виде, но в производстве все шире начинают использоваться цифровые приборы, содержащие сложные электронные схемы.

3. Для измерения величин токов и для питания низкоомных токовых цепей применяются электромагнитные трансформаторы тока, принцип действия которых несколько отличается от силовых трансформаторов. Для питания коммерческих приборов используют трансформаторы тока с классом точности 0,5S и 0,2S.

4. Для измерения величин напряжений в различных режимах работы сети и для формирования цепей напряжения измерительных приборов применяются трансформаторы напряжения, в некоторых случаях их могут заменить антенные датчики напряжения.

5. Наибольшую проблему персоналу, обслуживающему электрические сети, доставляет точное измерение и оплата потребленной электроэнергии. Поэтому повсеместно устанавливают электронные счетчики электроэнергии, дистанционной передачи показаний.

6. Увеличение надежности электроснабжения достигается своевременным обнаружением участков электрических сетей с отклонением от нормального температурного режима. Для этого все шире используются пирометры и тепловизоры.

7. Измерительные органы релейной защиты позволяют своевременно обнаружить предельные изменения тока, напряжения, отклонения от нормированных показателей качества напряжения.

8. В процессе эксплуатации электрооборудования потребителей необходимо проводить профилактические испытания, представленные в пособии:

- измерение сопротивления изоляции и испытание повышенным напряжением;
- проверка целостности заземляющей проводки;
- измерение сопротивления заземляющих устройств;
- проверка срабатывания защит при удаленных коротких замыканиях.

9. Для передачи сигналов измерения и управления наряду с передачей сигналов по высокочастотным каналам линий электропередачи, оптоволоконным линиям, все шире используется сотовая связь

Приложение А

Термины и определения

в электроэнергетике по В. В. Краснову

Термин	Определение	ГОСТ
Электроснабжение	Обеспечение потребителей электрической энергией	19431–84
Энергоустановка	Комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенных для производства или преобразования, передачи, накопления, распределения или потребления энергии	19431–84
Система электроснабжения	Система, объединенная общим процессом генерирования, преобразования, передачи и распределения электрической энергии и состоящая из источников, преобразователей электрической энергии, электрических сетей, распределительных устройств, а также устройств, обеспечивающих поддержание ее параметров в заданных пределах	6697–83
Нейтраль	Общая точка соединенных в звезду фазных обмоток (элементов) электрооборудования	24291–90
Автоматический выключатель	Выключатель, предназначенный для коммутации электрической цепи	17703–72
Трансформатор	Статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанных обмоток и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока	16110–82 СТ.СЭВ 1103–78
Понижающий трансформатор	Трансформатор, у которого первичной обмоткой является обмотка высшего напряжения	16110–82
Трансформаторный пункт (ТП)	Подстанция электрической сети, в которой электроэнергия трансформируется с высшего напряжения 10 кВ (реже 35 кВ) на низшее напряжение до 400/230 В и распределяется потребителям	
Автотрансформатор	Трансформатор, две или более обмоток которого гальванически связаны так, что они имеют общую связь	16110–82
Регулирование напряжения трансформатора в линии	Регулирование напряжения трансформатора путем переключения ответвлений обмотки, расположенных вблизи от зажима, присоединяемого к сети	16110–82 СТ СЭВ 1103–78
Распределительное устройство (РУ)	Электроустановка, предназначенная для приема и распределения электрической энергии на одном напряжении и содержащая коммутационные аппараты и соединяющие их сборные шины (секции шин), устройства управления и защиты	24291–90
Распределительный пункт (РП)	Электрическое распределительное устройство, не входящее в состав подстанции	24291–90
Ячейка подстанции или распределительного устройства (РУ)	Часть электроподстанции или РУ, содержащая всю или часть коммутационной или иной аппаратуры одного присоединения	24291–90

Термин	Определение	ГОСТ
Измерительный трансформатор, ТА, TV	Трансформатор, предназначенный для передачи информационного сигнала измерительным приборам, счетчикам, устройствам защиты и управления	СТ МЭК 50(321)–86
Воздушная линия электропередачи (ВЛ)	Линия электропередачи, провода которой подвешиваются над землей с помощью опор, изоляторов	24291–90
Кабельная линия электропередачи (КЛ)	Линия электропередачи, выполненная одним или несколькими кабелями, уложенными непосредственно в земле, кабельных каналах, в трубах, на каб. конструкциях	24291–90
Потеря напряжения	Величина, равная разности между установившимися значениями действующего напряжения, измеренными в двух точках системы электроснабжения	23875–88
Качество электрической энергии	Степень соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям	23875–88
Отклонение напряжения	Величина, равная разности между значением напряжения в данной точке системы электроснабжения в рассматриваемый момент времени и ее номинальным или базовым значением	23875–88
Отклонение частоты	Величина, равная разности между значением частоты в данной точке системы электроснабжения в рассматриваемый момент времени и ее номинальным или базовым значением	23875–88
Коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения (тока)	Величина, равная отношению действующего значения суммы гармонических составляющих к действующему значению основной составляющей переменного напряжения (тока)	23875–88
Коэффициент нулевой последовательности по напряжению (по току)	Величина, равная отношению напряжения (тока) нулевой последовательности к фазному напряжению (току) прямой последовательности в многофазной системе электроснабжения	23875–88
Коэффициент обратной последовательности по напряжению (по току)	Величина, равная отношению напряжения (тока) обратной последовательности к напряжению (току) прямой последовательности в многофазной системе электроснабжения	23875–88
Вторичная цепь	Внешняя цепь, получающая сигналы от вторичной обмотки измерительного трансформатора	СТ МЭК 50(321)–86
Вторичная обмотка трансформатора тока	Обмотка, которая питает токовые цепи измерительных приборов, счетчиков, устройств защиты и управления	СТ МЭК 50(321)–86
Нулевой защитный проводник (РЕ)	Проводник, соединяющий зануляемые части с глухо заземленной нейтральной точкой обмотки источника тока или ее эквивалентом	Р 50571.1–93
Нулевой рабочий проводник (N)	Проводник, используемый для питания приемников электрической энергии и соединения одного из их выводов с заземленной нейтралью электроустановки	Р 50571.1–93
Совмещенный нулевой рабочий и защитный проводник (PEN)	Проводник, сочетающий функции рабочего и защитного проводника	Р 50571.1–93

Термин	Определение	ГОСТ
Подстанция (ПС)	Электроустановка, предназначенная для приема, преобразования и распределения электрической энергии, состоящая из трансформаторов или других преобразователей, устройств управления, распределительных и вспомогательных устройств по ГОСТ 19431–84	24291–90
Замыкание на землю	Замыкание, обусловленное соединением проводника с землей или уменьшением его изоляции по отношению к земле ниже определенной величины	СТ МЭК 50(151)–78
Коэффициент замыкания на землю	Отношение наибольшего фазного напряжения в месте металлического замыкания на землю к напряжению в той же точке при отсутствии замыкания	24291–90
Замыкание на корпус	Случайное электрическое соединение токоведущих частей с металлическими нетокковедущими частями электроустановки	12.1.009–76
Защитное отключение	Быстродействующая защита, обеспечивающая автоматическое отключение электроустановки при возникновении в ней опасности поражения электрическим током	12.1.009–76
Короткое замыкание в электроустановке	Замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток продолжительного режима	26522–85
Коэффициент мощности ($\cos \varphi$)	Отношение активной мощности к полной	19880–74
Контактор	Двухпозиционный контактный аппарат с самовозвратом, предназначенный для коммутации токов, не превышающих предусмотренных токов перегрузки, и приводимый в действие двигателем с приводом, предназначен для частых коммутаций токов	СТ СЭВ 1936–79
Пускатель	Комбинация всех коммутационных средств, необходимых для пуска и останова двигателя в сочетании с надлежащей защитой от перегрузок. Могут отличаться от способа обеспечения усилия, необходимого для замыкания главных контактов (ручные, электромагнитные)	СТ МЭК 50(441)–84
Короткое замыкание	Замыкание, при котором токи в ветвях электроустановки, примыкающих к месту его возникновения, резко возрастают, превышая наибольший допустимый ток длительного режима. Примечание: замыканием называется всякое случайное или преднамеренное, не предусмотренное нормальным режимом работы, электрическое соединение различных частей электроустановки между собой или с землей	26522–85
Нагрузка	1) Устройство, потребляющее мощность. 2) Мощность, потребляемая устройством	СТ МЭК 50(151)–78

Термин	Определение	ГОСТ
Электроприемник	Аппарат, агрегат, механизм, предназначенный для преобразования электроэнергии в другой вид энергии	ПУЭ
Потребитель ЭЭ	Электроприемник или группа электрических приемников, объединенных технологическим процессом и размещающихся на определенной территории	ПУЭ
Питающая сеть	Сеть от РУ подстанции или ответвление от линии электропередачи до вводного РУ, а также от вводного РУ до главного РЩ и вводного РЩ и до распределительных пунктов или групповых щитов	ПУЭ

Приложение Б

Условные графические обозначения (УГО)

УГО	Расшифровка		
	Генератор переменного тока		Асинхронный электродвигатель с короткозамкнутым ротором
	Трехфазный силовой двухобмоточный трансформатор со схемами соединения обмоток «звезда–звезда с нулем»		
	Трансформатор силовой трехфазный трехобмоточный с регулированием напряжения под нагрузкой со схемами соединения обмоток «звезда с нулем–звезда–треугольник»		
	Трансформатор напряжения со схемой соединения обмоток «звезда с нулем–звезда с нулем–разомкнутый треугольник»		
	Развернутое изображение однофазного трансформатора		Автотрансформатор
	Трансформатор тока с двумя вторичными обмотками		Амперметр
			Вольтметр
	Однополюсный автоматический выключатель силовой цепи		
	Предохранитель с плавкой вставкой		Заземление
	Тепловое реле и его контакт с ручным возвратом		
	Кнопки с самовозвратом с замыкающим и размыкающим контактами		
	Полус силового выключателя на выкатной тележке		Емкость
	Один полюс (фаза) разъединителя		Нагреватель
	Ограничитель перенапряжений		Индуктивное сопротивление
	Катушки магнитного пускателя, токового реле		Транзистор
	Однофазный счетчик активной энергии		Диодный мост однофазный
	Лампа осветительная, сигнальная		Активное сопротивление
	Диод, стабилитрон		Динистор, тиристор
	Светодиод		Фотодиод
			Симистор
	Выключатель в цепях управления и сигнализации		

Приложение В

Принцип действия трансформатора напряжения

Под действием подведенного напряжения по первичной обмотке с числом витков W_1 протекает ток I_1 . Этот ток создает магнитодвижущую силу (МДС) $F_1 = I_1 \cdot W_1$, под действием которой по замкнутому магнитопроводу протекает магнитный поток Φ_1 ,

$$\Phi_1 = I_1 \cdot \frac{W_1}{R_\mu},$$

где R_μ — сопротивление магнитопровода магнитному потоку, который в сотни раз меньше сопротивления воздуха. Поэтому лишь небольшая часть магнитного потока вокруг витков замыкается через воздух (потоки рассеяния).

Магнитный поток индуцирует ЭДС в первичной и во вторичной обмотках:

$$E_1 = 4,44fW_1\Phi_1, E_2 = 4,44fW_2\Phi_1,$$

где f — частота тока в сети.

Таким образом, подведенное к первичной обмотке напряжение уравнивается падением напряжения в активном сопротивлении обмотки и индуцированной ЭДС R_1 и E_1 ,

$$U_1 = I_1R_1 + E_1 = I_1R_1 + 4,44fW_1\Phi_1.$$

Под действием ЭДС, наведенной во вторичной обмотке E_2 , при подключении нагрузки протекает ток I_2 , который создает свою МДС $F_2 = I_2 \cdot W_2$, под действием которой по магнитопроводу протекает магнитный поток Φ_2 . По закону Ленца магнитный поток Φ_2 препятствует изменению магнитного потока Φ_1 , тогда по магнитопроводу протекает разность магнитных потоков $\Phi_1 - \Phi_2$. Подведенное неизменное напряжение U_1 уравнивается при измененном магнитном потоке:

$$U_1 = I_1R_1 + 4,44fW_1(\Phi_1 - \Phi_2).$$

При неизменном подведенном напряжении U_1 в правой части уравнения получаем, что если второе слагаемое уменьшается, то должно увеличиться первое слагаемое за счет увеличения первичного тока I_1 . Таким образом, при подключении ко вторичной обмотке нагрузки (сопротивления) в первичной обмотке ток возрастает и величина магнитного потока восстанавливается до значения Φ_1 . По этой причине считают, что магнитный поток в трансформаторе не изменяется при подключении нагрузки ко вторичной обмотке. На выводах вторичной обмотки устанавливается напряжение U_2 , которое меньше ЭДС на величину падения напряжения в обмотках трансформатора:

$$U_2 = E_2 - I_2 \cdot Z_2,$$

где Z_2 — сопротивление вторичной обмотки трансформатора.

Приложение Г

Сведения из теории симметричных составляющих

Для расчетов электрических сетей с несимметричными токами и напряжениями используют метод симметричных составляющих. Знание этого метода необходимо бакалаврам-электрикам по следующим причинам:

- симметричные составляющие позволяют теоретически объяснить изменение токов и напряжений в любой точке сети при несимметричной нагрузке;
- симметричные составляющие позволяют понимать и объяснять терминологию ГОСТа на качество электрической энергии.

По этому методу любая система трехфазных напряжений или токов представляется векторами прямой, обратной и нулевой последовательности. Обозначим $\underline{A}_1, \underline{B}_1, \underline{C}_1$ — векторы токов или напряжений прямой последовательности; $\underline{A}_2, \underline{B}_2, \underline{C}_2$ — векторы токов или напряжений обратной последовательности; $\underline{A}_0, \underline{B}_0, \underline{C}_0$ — векторы токов или напряжений нулевой последовательности (рис. Г1).

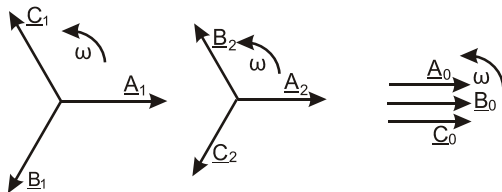


Рис. Г1

Взаимное расположение векторов симметричных составляющих

При прямой последовательности за вектором $\underline{A}_1$ через 120° следует вектор $\underline{B}_1$, а еще через 120° следует вектор $\underline{C}_1$ (вращение векторов против часовой стрелки с частотой вращения ротора турбогенератора $\omega = 2\pi f$). Такую последовательность напряжений вырабатывают на электростанциях. После преобразований в трансформаторах и линиях электропередачи такая же последовательность напряжений в нормальном режиме поступает к потребителям.

Для расчета токов в любом режиме работы сети представляют схемы замещения каждой последовательности для одной фазы (рис. Г2).

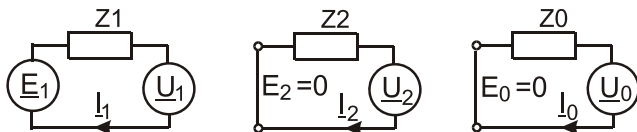


Рис. Г2

Схемы замещения прямой, обратной и нулевой последовательности

Для изображения схемы замещения все сопротивления необходимо привести к одному напряжению, на котором вычисляется ток, например, 10 кВ.

В простейшей схеме замещения напряжение прямой последовательности у потребителя U_1 будет отличаться от ЭДС источника E_1 на величину потери

напряжения ΔU в сопротивлении Z_1 , которое включает сопротивления генераторов, трансформаторов, линий электропередачи.

$$\underline{U}_1 = \underline{E}_1 - \Delta \underline{U} = \underline{E}_1 - \underline{I}_1 Z_1.$$

Тогда можно вычислить ток прямой последовательности

$$\underline{I}_1 = \frac{\underline{E}_1 - \underline{U}_1}{Z_1}.$$

Для анализа несимметричных рабочих или аварийных режимов используют прием, при котором в месте возникновения асимметрии (например, в месте однофазного короткого замыкания или в месте включения однофазной нагрузки в сети 0,4 кВ) вводят наряду с напряжением прямой последовательности напряжения обратной и нулевой последовательности, которые по величине могут быть равны или меньше напряжения прямой последовательности.

При обратной последовательности за вектором $\underline{A2}$ через 120° следует вектор $\underline{C2}$, а еще через 120° следует вектор $\underline{B2}$. При нулевой последовательности векторы $\underline{A0}$, $\underline{B0}$ и $\underline{C0}$ совпадают по величине и по направлению во всех фазах (см. рис. Г1). Для протекания токов обратной и нулевой последовательности составляют свои схемы замещения. Только источники (генераторы) не вырабатывают ЭДС обратной и нулевой последовательности, поэтому место размещения источника закорачивают, получают $E_2 = 0$; $E_0 = 0$ (см. рис. Г2).

Для нахождения токов обратной и нулевой последовательности используют формулы

$$\underline{I}_2 = \frac{\underline{U}_2}{Z_2}, \quad \underline{I}_0 = \frac{\underline{U}_0}{Z_0}.$$

Схемы замещения составлены для одной фазы, поэтому общий ток в фазе, например, A равен:

$$\underline{I}_A = \underline{I}_{1A} + \underline{I}_{2A} + \underline{I}_{0A}.$$

В общем случае для нахождения токов в трех фазах необходимо использовать систему уравнений

$$\underline{I}_A = \underline{I}_{1A} + \underline{I}_{2A} + \underline{I}_{0A};$$

$$\underline{I}_B = \underline{I}_{1B} + \underline{I}_{2B} + \underline{I}_{0B};$$

$$\underline{I}_C = \underline{I}_{1C} + \underline{I}_{2C} + \underline{I}_{0C}.$$

Из уравнений следует, что для определения токов в трех фазах надо знать 9 значений симметричных составляющих. Их количество можно уменьшить, введя фазный множитель (см. приложение Д), получим три уравнения, принимая за основную фазу A .

Токи нулевой последовательности во всех фазах равны по величине и имеют одинаковое направление, поэтому $\underline{I}_{0A} = \underline{I}_{0B} = \underline{I}_{0C}$.

$$\underline{I}_A = \underline{I}_{1A} + \underline{I}_{2A} + \underline{I}_{0A};$$

$$\underline{I}_B = \underline{I}_{1A} \cdot a^2 + \underline{I}_{2A} \cdot a + \underline{I}_{0A};$$

$$\underline{I}_C = \underline{I}_{1A} \cdot a + \underline{I}_{2A} \cdot a^2 + \underline{I}_{0A}.$$

Аналогично записываются уравнения для напряжений:

$$\underline{U}_A = \underline{U}_{1A} + \underline{U}_{2A} + \underline{U}_{0A};$$

$$\underline{U}_B = \underline{U}_{1A} \cdot a^2 + \underline{U}_{2A} \cdot a + \underline{U}_{0A};$$

$$\underline{U}_C = \underline{U}_{1A} \cdot a + \underline{U}_{2A} \cdot a^2 + \underline{U}_{0A}.$$

В уравнении токов сложим левые и правые части уравнений:

$$\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C = \underline{I}_{1A}(1 + a^2 + a) + \underline{I}_{2A}(1 + a + a^2) + 3 \underline{I}_{0A}.$$

Сумма трех единичных векторов $1 + a + a^2 = 0$.

Поэтому для определения тока (напряжения) нулевой последовательности необходимо сложить вектор трех фазных токов (напряжений):

$$\underline{I}_{0A} = \frac{\underline{I}_A + \underline{I}_B + \underline{I}_C}{3}.$$

Для нахождения напряжения (тока) обратной последовательности умножим первое уравнение на 1, второе на a^2 , третье на a , получим и сложим левые и правые части уравнений:

$$\underline{U}_A + \underline{U}_B \cdot a^2 + \underline{U}_C \cdot a = \underline{U}_{1A}(1 + a^4 + a^2) + \underline{U}_{2A}(1 + a^3 + a^3) + \underline{U}_{0A}(1 + a^2 + a).$$

Так как единичный вектор $a^4 = a$, в результате получаем

$$\underline{U}_A + \underline{U}_B \cdot a^2 + \underline{U}_C \cdot a = 3 \underline{U}_{2A}.$$

В производственных условиях отыскивают напряжение обратной последовательности не фазных, а линейных напряжений:

$$\underline{U}_{AB} + \underline{U}_{BC} \cdot a^2 + \underline{U}_{CA} \cdot a = 3 \underline{U}_2, \text{ отсюда } \underline{U}_2 = \frac{\underline{U}_{AB} + \underline{U}_{AB} \cdot a^2 + \underline{U}_{AB} \cdot a}{3}.$$

Определение напряжения обратной последовательности изложено в 7-й главе.

Приложение Д

Понятие о фазном множителе

Любой вектор на плоскости записывается в алгебраической форме:

$$\underline{D} = f + j \cdot g,$$

где f — действительная часть, это проекция вектора на горизонтальную ось; g — мнимая часть, это проекция вектора на вертикальную ось; j — мнимая единица, $j = \sqrt{-1}$.

Модуль вектора определяется из прямоугольного треугольника, в котором катеты f и g , тогда $D = \sqrt{f^2 + g^2}$.

При повороте вектора $\underline{D}$ на какой-то угол ψ получим уже другой вектор, который в показательной форме записывается $\underline{D1} = \underline{D} \cdot e^{j\psi}$. Если расчеты выполнять в математическом пакете Mathcad, то угол необходимо подставлять в радианах.

Для удобства работы с тремя векторами трехфазной системы введено понятие единичного вектора. Если единичный вектор 1 расположить по действительной (горизонтальной) оси, то при повороте его на $120^\circ = 2\pi/3$ при записи в показательной форме получим $1 \cdot e^{j(\frac{2\pi}{3})}$. Это выражение назвали фазным множителем и обозначили буквой a . Запишем a в показательной и алгебраической форме

$$a = e^{j\frac{2\pi}{3}} = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2}.$$

Умножение вектора на a означает поворот вектора на 120° против часовой стрелки, умножение на a^2 соответствует повороту вектора на 240° против часовой стрелки. Умножение на a^3 соответствует повороту вектора на 360° против часовой стрелки, этим самым вектор возвращается в исходной положение, $a^4 = a$. Сумма трех единичных векторов $1 + a + a^2 = 0$, что отражается на векторной диаграмме единичных векторов (рис. Д1).

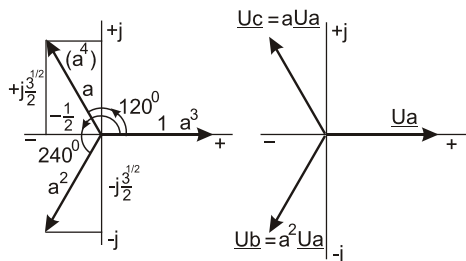


Рис. Д1

Векторная диаграмма единичных векторов и фазных напряжений

Применение фазного множителя a удобно, например, для представления трех равных по модулю фазных напряжений (рис. Д1). В отличие от других обозначений электрических величин векторы подчеркиваются снизу.

Приложение Е

Понятия и термины по заземлениям

1. **Заземлитель** — проводник (электрод) или совокупность соединенных между собой проводников, находящихся в контакте с землей или ее эквивалентом, например, с неизолированным от земли водоемом.

2. **Искусственный заземлитель** — заземлитель, специально выполняемый для целей заземления. Иногда это круглый металлический прут — вертикальный электрод, погружаемый в землю на 5 м, иногда это металлическая шина, заглубляемая на 0,5...0,7 м (горизонтальный электрод).

3. **Естественный заземлитель** — сторонняя проводящая часть, находящаяся в электрическом контакте с землей непосредственно или через промежуточную проводящую среду, используемая для целей заземления. Подземная часть железобетонной опоры, железобетонный фундамент здания

4. **Заземляющий проводник** — проводник, соединяющий заземляемую часть (точку) с заземлителем.

5. **Заземляющее устройство** — совокупность заземлителя и заземляющих проводников.

6. **Зона нулевого потенциала** — часть земли, находящаяся вне зоны влияния какого-либо заземлителя, электрический потенциал которого принимается равным нулю. Для одиночного стержневого заземлителя зона нулевого потенциала удалена от него на 20 м.

7. **Зона растекания** — зона земли между заземлителем и зоной нулевого потенциала.

8. **Замыкание на землю** — случайный электрический контакт между токоведущими частями, находящимися под напряжением, и землей.

9. **Напряжение на заземляющем устройстве** — напряжение, возникающее при стекании тока с заземлителя в землю между точкой ввода тока в заземлитель и зоной нулевого потенциала.

10. **Напряжение прикосновения** — напряжение между двумя проводящими частями или между проводящей частью и землей при одновременном прикосновении к ним человека или животного.

11. **Напряжение шага** — напряжение между двумя точками на поверхности земли, на расстоянии 1 м одна от другой, которая принимается равным длине шага человека.

12. **Сопrotивление заземляющего устройства** — отношение напряжения на заземляющем устройстве к току, стекающему с заземлителя в землю.

13. **Заземление** — преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

14. **Защитное заземление** — заземление, выполняемое в целях электробезопасности.

15. **Рабочее (функциональное) заземление** — заземление точки или точек токоведущих частей электроустановки, выполняемое для обеспечения работы электроустановки (не в целях электробезопасности).

16. **Уравнивание потенциалов (защитное)** — электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов.

17. **Выравнивание потенциалов** — снижение разности потенциалов (шагового напряжения) на поверхности земли или пола при помощи защитных проводников, проложенных в земле, в полу или на их поверхности и присоединенных к заземляющему устройству, или путем специальных покрытий земли.

Приложение Ж

Словарь терминов сотовой связи

Абонент — лицо физическое или юридическое, заключающее договор с оператором связи и пользующееся его услугами.

Адаптер — приспособление, устройство или деталь, предназначенная для соединения устройств. Например, монитор и материнская плата не могут быть подключены напрямую. Для этих целей используется графический ускоритель. Это и есть адаптер.

Алгоритм — совокупность четко определенных правил, процедур или команд, указывающих, какие действия и при каких условиях, в какой последовательности надо выполнить для решения поставленной задачи за конечное число шагов.

Антиспам — система борьбы с несанкционированными рассылками массового характера с адресов электронной почты.

АСКУЭ — автоматизированная система контроля и учета электроэнергии. Назначение системы — энергоэффективность и энергосбережение за счет полного устранения хищения электроэнергии, контроля за состоянием линий электропередачи, ликвидации потерь, удобства перехода на тарифные зоны.

АИИС КУЭ — автоматизированная информационно-измерительная система коммерческого учета электроэнергии (применяется вместо термина АСКУЭ).

АС/ДС конвертор — АС — переменный ток; ДС — постоянный ток. Преобразователи преобразуют переменный ток в постоянный. Это импульсные источники питания, осуществляющие преобразование на высокой частоте, что снижает их массу, габариты, повышает КПД до 98%.

Аутентификация — процесс идентификации (см. ниже) абонента для доступа к сети. Другими словами, процедура проверки и принятия введенной информации на сервере.

База данных — совокупность данных, организованных по определенным правилам, предусматривающим общие принципы описания, хранения и манипулирования данными, независимо от прикладных программ. Обращение к базам данных осуществляется с помощью системы управления базами данных (СУБД).

Бит — это буква компьютерного алфавита, слово БИТ происходит от английского выражения «binary digit», что дословно означает «двоичная цифра». Биты необходимы для того, чтобы кодировать с их помощью полезную информацию.

Байт — представляет собой подобие слова. Один байт может содержать текстовый символ, целое число, часть большого числа. В байте содержится осмысленная информация, хотя и в небольшом объеме. В современных компьютерах один байт равен 8 битам. Если бит способен воспринимать только два значения, 0 и 1, то сочетание 8 бит способно создавать $2^8 = 256$ комбинаций

Базовая станция (BSS, Base StationSystem) — основной элемент сотовой связи. Занимается распределением звонков и аутентификацией пользователей.

Браузер — программа для просмотра веб-страниц, скачивания файлов из сети, чтения новостей и др. В состав операционной системы Windows входит браузер Internet Explorer (его еще называют «встроенный браузер»). Браузер имеет слова-синонимы: веб-браузер, интернет-обозреватель, веб-обозреватель.

Веб-страница — это документ с любым включенным в него содержанием, размещенный в сети Интернет, просмотр которого осуществляется через веб-браузер.

Верификация — проверка соответствия между принятой и переданной информацией.

Гаджет (англ. gadget — устройство, приспособление) — небольшое устройство, которое облегчает и совершенствует жизнь человека (смартфоны, планшеты, музыкальные плееры и т. п.). Основные характеристики:

- многофункциональность;
- мобильность;
- требуется периодическая подзарядка.

Дилер — фирма, который имеет соглашение с оператором сотовой связи или производителем телефонов по предоставлению услуг и продаже.

Домашняя сеть — сеть, поддерживаемая оператором, который предоставляет SIM-карту.

Домен — организационная единица в Интернете, служащая для идентификации узла или группы родственных узлов. Крупные домены могут подразделяться на поддомены, отражающие различные области интересов или ответственности.

Дуплекс (лат. duplex — двусторонний) — способ связи с использованием приемопередающих устройств (модемов, сетевых карт, раций, телефонных аппаратов и др.). Пример дуплексной связи — разговор двух людей по телефону, каждый из говорящих в один момент времени может слушать и говорить со своим корреспондентом. Этот способ связи называют полнодуплексным.

Драйвер (англ. driver) — компьютерная программа, с помощью которой операционная система (например, Windows) получает доступ к аппаратному обеспечению некоторого устройства и имеет тем самым возможность управлять им. По сути, это программы управления устройствами.

Зона действия оператора связи — территория, на которой оператор связи уполномочен оказывать услуги связи в соответствии с лицензией (не то, что зона покрытия).

Зона покрытия — территория, на которой можно пользоваться услугами оператора сотовой связи, к ней не относится территория, на которой предоставляется роуминг.

Интегральная схема (ИС — интегральная микросхема, микросхема) — микроминиатюрное электронное устройство, элементы которого неразрывно объединены (связаны) конструктивно, технологически. ИС подразделяются по способу объединения (интеграции) элементов на полупроводниковые, или монокристаллические (основной тип), пленочные и гибридные (в т. ч. монокристаллические), по виду обрабатываемой информации — на цифровые и аналоговые, по

степени интеграции элементов — на малые ИС, со средней степенью интеграции, большие (БИС), сверхбольшие (СБИС).

Это интегральная микросхема, микроминиотборное устройство с высокой плотностью упаковки элементов (диодов, транзисторов, резисторов, конденсаторов и др.), неразрывно связанных между собой конструктивно, технологически.

Идентификация (от лат. *identifico* — отождествлять) — установление тождественности неизвестного объекта известному на основании совпадения признаков, опознание. Это ввод личных данных пользователя (логина и пароля), которые зарегистрированы на сервере и являются уникальными.

Интерактивный — содержащий элемент взаимодействия с пользователем. Само слово интерактивный состоит из двух частей «интер» — между, «активный» — действенный. Современные технологии позволяют делать многие вещи интерактивными, то есть такими, в которых пользователь может принимать определенное участие.

Интернет-провайдер — компания, предоставляющая пользователям доступ к Интернету.

Интерфейс — определенная стандартами граница между взаимодействующими в информационном пространстве объектами.

Интерфейс — это совокупность средств, которые помогают человеку распоряжаться компьютером.

Современный интерфейс — сегодня мы используем графический интерфейс, потому что он является самым удобным и идеальным. Суть его в том, что с помощью мышки и клавиатуры мы можем управлять своим компьютером. Удобно всего одним или двумя кликами мышки запустить любую программу или включить фильм.

Интерфейс пользователя — интерфейс, определяющий процессы взаимодействия пользователя с информационным ресурсом в сети или на компьютере.

Канал связи — совокупность технических средств, служащих для передачи сообщения от источника к потребителю. Этими средствами являются передатчик, линия связи и приемник.

Каналы системы связи: симплексный, полудуплексный и дуплексный. При симплексной организации каналов связи данные передаются только в одном направлении (радио-, телевидение, линии телеметрического контроля). *Дуплексный режим* работы системы связи — позволяет передавать данные в обоих направлениях одновременно за счет физического разделения сигналов (частотное, кодовое, пространственное, поляризационное разделение). В *полудуплексном режиме* работы связи происходит временное разделение потоков данных, при этом сигналы передаются по одному каналу связи в разное время.

Кодер — устройство, осуществляющее кодирование.

Контроллер (англ. *controller* — регулятор, управляющее устройство) — регулятор, управляющее устройство. Это специализированное техническое устройство, предназначенное для управления другими устройствами путем получения информации в виде цифровых данных или аналого-дискретного сигнала от внешнего устройства (ЭВМ, датчики или иное устройство) преобразования этой информации по специальному алгоритму и выдачи управляющих воз-

действий в виде цифрового или аналого-дискретного сигнала. Чаще всего контроллеры представляют собой программируемые устройства, имеющие в своем составе программируемые логические интегральные схемы (ПЛИС) или специализированные процессоры.

Примеры контроллеров:

- контроллер информационной шины;
- контроллер видеомонитора (видеоадаптер);
- контроллер газораспределительной системы и системы зажигания в автомобиле;
- контроллер управления стиральной машиной, кондиционером.

Линия связи — среда, используемая для передачи сигналов от передатчика к приемнику (СВЧ-линии, оптические линии связи, оптоволоконные, спутниковая связь, радио GSM)

Маршрутизатор (роутер) — это сетевое устройство, необходимое для перенаправления пакетов данных в одной или нескольких подсетях с помощью того или иного принципа.

Модем — устройство, предназначенное для выполнения функций модуляции, демодуляции цифрового сигнала в аналоговый и обратно. Обычно модем используется для организации цифровой связи между двумя компьютерами через телефонную линию. В качестве модема при соединении с компьютером может выступать и мобильный телефон. В настоящее время существует два вида мобильного Интернета.

Мониторинг — непрерывный процесс наблюдения и регистрации параметров объекта в сравнении с заданными критериями.

Мультимедиа — взаимодействие визуальных и аудиоэффектов под управлением интерактивного программного обеспечения (сочетание текста, звука, графики, анимации и видео).

Мультиплексор — устройство, которое позволяет из нескольких низкоскоростных каналов сделать один высокоскоростной. На вход подается несколько сигналов. Он циклически переключается с одного на другой и все отправляет на выход, т. е. к выходу по очереди подключаются все входы.

MMS (аббр. англ. Multimedia Message Service — служба мультимедийных сообщений) — система передачи мультимедийных сообщений (изображений, мелодий, видео) в сетях сотовой связи.

Оператор — компания, предоставляющая услуги сотовой связи. Набор услуг и тарифы у разных операторов могут различаться (МТС, Мегафон, Билайн, Теле-2).

Паритет — равенство взаимоотношений двух и более сторон по каким-либо параметрам.

Пиксель — минимальная графическая часть дисплея телефона, из пикселей складывается изображение или шрифт. Размер пикселя влияет на качество графики. Чем он меньше, тем выше качество графики.

Полудуплексный режим — режим, при котором передача ведется в обоих направлениях, но с разделением по времени.

Порт — точка доступа к устройству либо к программе.

Портал — сайт, организованный как системное многоуровневое объединение разных ресурсов и сервисов. Дает пользователю четкую информацию, осуществляет мгновенный доступ к таким сервисам, как поисковые системы, электронный шопинг, бесплатная электронная почта, торговая реклама, мгновенная рассылка сообщений, веб-аукционы.

Провайдер (или интернет-провайдер) — это фирма или организация, которая осуществляет доступ в Интернет (Internet — Всемирная сеть). Если вы хотите провести Интернет домой, то без договора с провайдером (provider) никак не обойтись. В простом русском переводе это поставщик услуг Интернета.

Радиоадаптер — переходник или адаптер, делает любой электроприбор, подключаемый через него — радиоуправляемым.

Репитер — повторитель, ретранслятор. GSM репитерами называют усилители мобильного сигнала. Применяются для того, чтобы улучшить некачественную связь.

Роуминг (англ. roam — странствовать, бродить) — услуга мобильных операторов, позволяющая абоненту общаться за пределами своей домашней сети. Этот сервис дает возможность пользоваться одним и тем же телефоном при путешествиях на дальние расстояния, в тех местах, где не действует сеть вашего оператора.

Роутер — по-русски *маршрутизатор* — это специальная подстанция, принимающая сигналы из сети и передающая эти сигналы на конкретные устройства. Роутеры являются связующим звеном между пользовательскими устройствами и сервером, раздающим подключения к Интернету.

PLC (англ. Power Line Commutation) — устройства, обеспечивающие обмен данными по типовым линиям электропередачи.

Сенсор, или датчик, — устройство для преобразования некоторой физической величины в электрический сигнал, они служат для обеспечения обратной связи между контроллером и окружающим миром.

Сервер (англ. serve — служить, обслуживать) — это компьютер или несколько компьютеров, которые обладают большой мощностью и хранят большое количество информации. Сервер всегда находится во включенном состоянии и подключен к сети (либо к локальной сети, либо к сети Интернет), чтобы обрабатывать запросы пользователей и выдавать необходимую информацию.

Web-сервер — обеспечивает доступ в Интернет, а именно к определенным страницам любых пользователей. Он обеспечивает связь пользователей компьютеров во всем мире с бесконечным количеством сайтов в Интернете. Это наш проводник по Всемирной паутине.

Сота — площадь, покрываемая одним приемопередатчиком. Различные стандарты имеют различные площади соты, а также различное количество абонентов внутри них.

Сотовая связь — беспроводная персональная телекоммуникационная система, которая использует контроллеры базовой станции, имеющие мультинаправленные антенны, для создания пространственных ячеек с целью многократного использования одной и той же полосы частот благодаря пространственному разделению.

SMS (англ. Short Message Service — служба коротких сообщений) — технология, позволяющая осуществить прием и передачу коротких текстовых сообщений сотовым телефоном.

GPRS (англ. General Pacet Radio Service) — эта аббревиатура расшифровывается как пакетная радиосвязь общего пользования. Это надстройка над технологией мобильной связи SMS, осуществляющая пакетную передачу данных. При таком способе передачи информации используемый радиоканал занят лишь непосредственно в процессе передачи данных. В связи с этим достигается высокая эффективность его применения. Наличие GPRS позволяет устройству производить обмен информацией с другими устройствами внутри сети SMS, а также с внешними сетями, осуществлять выход в Интернет и подключение к соответствующим сервисам: новостным каналам, интернет-страничкам.

GPS (Global Positioning System) — глобальная система определения координат. Эта система позволяет с точностью до 30...100 м определить местоположение объекта, определить его долготу, широту и высоту над уровнем моря, а также направление и скорость его движения. Кроме того, с помощью GPS можно определить время с точностью до 1 наносекунды. GPS состоит из совокупности определенного количества искусственных спутников Земли (спутниковой системы Novastar) и наземных станций слежения, объединенных в общую сеть. В качестве абонентского оборудования служат индивидуальные GPS-приемники, способные принимать сигналы со спутников и по принятой информации определять свое местоположение.

RS-485 (англ. Recommended Standart 485) — это полудуплексный многоточечный последовательный интерфейс передачи данных. Передача данных осуществляется по одной витой паре проводников с помощью дифференциальных сигналов. Разница напряжений между проводниками одной полярности означает логическую единицу, разница другой полярности — ноль. Концы кабеля заглушены терминальными резисторами 100...120 Ом для устранения отражения сигнала (соответствует волновому сопротивлению кабеля). Устройства подключаются к кабелю проводами минимальной длины.

Трафик, интернет-трафик — это величина, которая определяет, сколько информации может принять и отдать компьютер, подключенный к Интернету.

Телекоммуникация (греч. tele — вдалеке, далеко и лат. communicatio — общение) — передача данных на большие расстояния.

Чип (англ. обломок, осколок, кусочек) — фрагмент полупроводниковой или диэлектрической пластины, представляющий собой монокристалл прямоугольной формы, площадью от долей до нескольких см², на котором по планарной технологии сформированы интегральная схема (или ее часть), отдельный электронный прибор или сборка, а также межэлементные соединения и контактные площадки. В отечественной литературе наряду с термином «чип» используется эквивалентное ему понятие «кристалл». Чип — это квадратная микросхема, имеющая с четырех сторон ножки или контакты подключения.

Wi-Fi (в произношении Вай-Фай, дословно переводится — беспроводное качество) — современный стандарт обмена данными между устройствами,

оснащенными специальными радиомодулями. Обязательным атрибутом для выхода в сеть посредством Вай-Фай является точка доступа. В этой роли выступает маршрутизатор — устройство (компактная коробочка) с антеннами и набором типовых гнезд для подключения Интернета. Коробочка связана с Интернетом через провод витой пары, а через антенны она «раздает» принимаемые из сети данные и передает в сеть данные, передаваемых с подключенных устройств.

Список использованных источников

1. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий : Учебник для студентов вузов — М. : Интермет Инжиниринг, 2005. — 673 с.
2. ГОСТ 21027-75. Системы энергетические. Термины и определения. Введен впервые; введ. 1976-07-01. — М. : Стандартинформ, 2005. — 6 с.
3. ГОСТ 24291-90. Электрическая часть электростанции и электрической сети. Термины и определения. Взамен ГОСТ 24291-80; введ. 1992-01-01. — М. : Стандартинформ, 2005. — 86 с.
4. ТМГсу — ТМГ с симметрирующим устройством. Решение проблемы несинусоидальности напряжения и повышения качества электроснабжения. [Электронный ресурс]. www.enetra.ru.
5. Ванурин, В. Н. Электрические машины : Учебное издание. — СПб. : Лань, 2015. — 249 с. : ил.
6. ГОСТ Р 50571.2.94 (МЭК364-3-93). Электроустановки зданий. Часть 3. Основные характеристики. Введен впервые; введ. 1995-01-01. — М. : Стандартинформ, 2012. — 46 с.
7. Попов, Н. М. Аварийные режимы в сетях 0,38 кВ с глухозаземленной нейтралью. — Кострома: Изд-во. КГСХА, 2005. — 167 с.
8. ГОСТ Р 52373-2005 Провода самонесущие изолированные и защищенные для воздушных линий электропередачи. Общие технические условия. Введен впервые; введ. 2006-07-01. — М. : Стандартинформ, 2005. — 20 с.
9. Панев, Б. И. Электрические измерения : Справочник (в вопросах и ответах). — М. : Агропромиздат, 1987. — 224 с.
10. ГОСТ 29322-14. Напряжения стандартные. Взамен ГОСТ 29322-92; введ. 2015-10-01. — М. : Стандартинформ, 2015. — 13 с.
11. Цифровые вольтметры. [Электронный ресурс]. www.support17.com.
12. Касаткин, А. С. Электротехника. Учебник для вузов. — М. : Энергия, 1973. — 560 с.
13. Электростатические вольтметры [Электронный ресурс] : Режим доступа: https://studopedia.ru/13_8060_elektrostaticheskie-voltmetri.html (08.11.2017).
14. Электрические измерения : учеб. пособие для вузов / под ред. В. М. Малиновского. — М. : Энергоатомиздат, 1985. — 416 с.
15. Минин, Г. П. Реактивная мощность. — М. ; Л. : Госэнергоиздат, 1963. — 88 с.
16. Ограничитель мощности ОМ-110 однофазный. [Электронный ресурс]. — Режим доступа: <https://www.110volt.ru/om/om110> (15.12.2017).
17. Попов, Н. М. Электроснабжение. Рабочие режимы сетей 0,38...10 кВ : учеб. пособие. — Кострома : КГСХА, 2010. — 202 с.
18. ГОСТ 7746-2015. Трансформаторы тока. Общие технические условия. Взамен ГОСТ 7746-2001; введ. 2017-03-01. — М. : Стандартинформ, 2016. — 38 с.
19. Бургучев, С. А. Электрические станции, подстанции и системы. — М. : Колос, 1966. — 688 с.

20. А.с. 725139 СССР, М.Кл. H02H 5/10. Устройство для защиты от обрыва в вторичной цепи трансформатора тока / Н. М. Попов (СССР). — № 2666226/24-07 : заявл. 20.09.78; опубл. 30.03.80. Бюл. № 12.

21. Испытательный комплекс РЕТОМ-21 — мобильный, мощный многофункциональный. [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.medus.com.ua/pdf/retom/PETOM-21.pdf (10.03.2017).

22. *Смирнов, А.* Класс точности — важнейшая характеристика трансформатора. — ОАО «СЗТТ». [Электронный ресурс]. Режим доступа: http://www.czt.ru/userFiles/Files/Statya_Klass_tochn_vagn_harka.pdf (15.12.2017).

23. *Кузнецов, Ф. Д.* Векторные диаграммы в схемах релейной защиты и автоматики. — М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2002. — 64 с.

24. Пат.156887 Российская Федерация, МПК H02H 5/10. Устройство для контроля целостности вторичных цепей трансформаторов тока в трехфазных сетях с нулевым проводом / Н. М. Попов, В. В. Кичигин; Заявитель и патентообладатель Костромская государственная сельскохозяйственная академия. — Опубл. 20.11.2015. Бюл.32.

25. Устройство для защиты от обрыва вторичных цепей трансформаторов тока: пат. 2621706 Рос. Федерация: МПК H02H 7/04 / Н. М. Попов, В. В. Кичигин; заявитель и патентообладатель ФБГОУ ВО Костромская сельскохозяйственная академия.

26. *Кувшинов, Г. Е.* Современные направления развития измерительных преобразователей тока для релейной защиты и автоматики; монография / Г. Е. Кувшинов, Д. Б. Соловьев. — Владивосток : Российская таможенная академия, Владивостокский филиал, 2012. — 316 с. [Электронный ресурс] Режим доступа: vifra.ru/apps/rtta/add_files/files/monograph_solovov_2012/pdf (05.07.2017).

27. *Васильев, А. А.* Электрическая часть станций и подстанций. — М. ; Л. : Государственное энергетическое издательство, 1963. — 496 с.

28. Трансформаторы напряжения НАМИ-10, НАМИ-10-95. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.etk-oniks.ru/Klass-napryazheniya-TN-do-10kV/NAМИ-10-NAМИ-10-95.html> (10.07.2017).

29. А.с. 1348941, H02H 7/09; 5/10. Устройство для защиты трехфазных электрических цепей от обрыва фазных проводов [Текст] / Н. М. Попов, А. Н. Попов; заявитель и патентообладатель Костромская государственная сельскохозяйственная академия. — № 3920382/24-07; заяв. 02.07.85; опубл. 30.10.87. Бюл. №40.

30. Устройство для регистрации асимметрии фазных напряжений в сетях с изолированной нейтралью: пат. № 148063 Российская Федерация, МПК H02H 3/16 /Н. М. Попов, С. В. Солдатов; заявитель и патентообладатель Костромская государственная сельскохозяйственная академия. — № 2014116178/07; заявл. 22.04.2014; опубл. 27.11.2014. Бюл. № 33.

31. Устройство для регистрации асимметрии фазных напряжений в сетях с изолированной нейтралью: пат. № 156984 Российская Федерация, МПК H02H 3/16 /Н. М. Попов, С. В. Солдатов; заявитель и патентообладатель Костромская государственная сельскохозяйственная академия. № 2014147825/07; заявл. 26.11.2014; опубл. 20.11.2015. Бюл. № 32.

32. Схемы включения счетчиков электрической энергии. Практическое пособие. — М. : Изд. НЦ ЭНАС, 2006. — 76 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.complexdok.ru/ntdpdf/541935/skhemy_schetchikov-elektricheskoi_energi_prakticheskoe_posobi.pdf (8/10/2017) https://znaytovar.ru/gost/2/PosobieSxemy_vklyucheniya_sche.html.

33. ООО «Фирма «Инотекс». Системы учета потребления электроэнергии. — 36 с. [Электронный ресурс]. Режим доступа: Elektron44.ru/ufiles/MERKURIY.pdf.

34. Счетчик электронный многофункциональный «КИПП-2М». [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.ctsspb.ru/userfiles/file/KIPP_2M_Rusdoc/Katalog_Schetchik_KIPP-2m_2010.pdf. (06.12.2017).

35. Определение класса точности электросчетчика. [Электронный ресурс]. Режим доступа: househill.ru/kommunikasi/electrika/pribory/klfss-elektrochetchika.html (06.12.2017).

36. Контрольно-измерительные приборы и автоматика в животноводстве. — М. : Агропромиздат, 1986. — 279 с.

37. Биметаллические термометры. [Электронный ресурс]. Режим доступа: temperaqtures.ru/pages/bimetallichesriye_termometri.

38. Термометры dilatometricheskie и биметаллические. [Электронный ресурс]. Режим доступа: https://studopedia.ru/3_211245_termometri_dilatometricheskie-bimetallicheskie.html.

39. Андрусевич, А., Губа, А. Термометры сопротивления: от теории к практике. // Компоненты и технологии. — №7. — 2011. — С. 76-81 [Электронный ресурс]. Режим доступа: www.symmetron.ru/artides/resistance-thermometers.pdf.

40. Устройство для защиты трансформатора: пат. № 132 268 Российская Федерация, МПК H02N 7/04 / Н. М. Попов, М. В. Петрищев; заявитель и патентообладатель Костромская Государственная сельскохозяйственная академия. — № 2013107519/07; заявл. 20.02.2013; опубл. 10.09.2013. Бюл. № 25.

41. Бесконтактное измерение температуры при эксплуатации электрооборудования. [Электронный ресурс]. Режим доступа: Electricschool.info/ekspluatat/16-49beskontaktnoe-izmerenie-temperatury-pri.html.

42. Характеристики тепловизоров. [Электронный ресурс]. Режим доступа: Revoluzion.allbest.ru/radio/00423482_0.html.

43. Материал плавких вставок [Электронный ресурс]. Режим доступа: Elektropspets.ru/oborudovanie_predokhraniteli_mfaterial_vstavok_php.

44. Измерение частоты при помощи вольтметра. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <https://leksi.org/7-22774.html>.

45. Попов, Н. М., Матыцин, Д. В. Эксплуатация погружных электродвигателей в сельскохозяйственном производстве : Учебное пособие. — Кострома : КГСХА, 2008. — 158 с.

46. Попов, Н. М., Поляков, В. Е. Выделение поврежденного участка линии электропередачи с помощью токовой защиты на герконах // Электрические станции, 1977. — № 11. — С. 66-68.

47. Попов, Н. М., Солдашов, В. А. Анализ фильтров напряжений обратной последовательности в сетях 380 В // Известия высших учебных заведений. Се-

веро-Кавказский регион. Технические науки. Технологии и механизация агро-промышленной сферы. Спецвыпуск, 2005. — С. 98-106.

48. А.с. 1053209, H02H 7/08. Устройство для защиты трехфазного электродвигателя от неполнофазного режима / Н. М. Попов, В. М. Гетманенко, Н. В. Тынянов, Ю. Н. Ничипорук № 345622/24-07; заяв. 12.03.82; Опубл. 07.11.83. Бюл. 41.

49. Халин, Е. В., Стребков, Д. С., Липантьева, Н. Н., Коструба, С. И. Основы электрической безопасности / Под ред. Е. В. Халина. — М. : ГНУ ВИ-ЭСХ, 2010. — 584 с

50. Баптиданов, Л. Н., Тарасов, В. И. Электрооборудование электрических станций и подстанций. Том 2. — М. ; Л. : Государственное энергетическое издательство, 1959. — 320 с.

51. Правила устройства электроустановок. 6-е и 7-е издания с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.07.2010 г. — М. : КНОРУС, 2010. — 488 с.

52. ГОСТ Р 54392-2011. Электроустановки для животноводческих помещений. Способы выравнивания потенциалов. — М. : Стандартинформ, 2012. — 19 с.

53. А.с. 1064375, H02J 13/0. Устройство для дистанционного управления трехфазным электродвигателем насосной установки [Текст] / Н. М. Попов, № 3493586/24-07; заяв. 20.09.82; опубл. 30.12.83. Бюл.48.

54. Головачев, А. М., Зыбарев, Е. А. Для чего нужна автоматическая система учета и контроля электроэнергии // Ползуновский альманах, 2004. — №3.

55. Технология Wi-Fi — принцип работы, преимущества и недостатки [Электронный ресурс] / Режим доступа: www.mobi-city.ru/articlereview/wifi_technology (25 мая 2017 г.).

56. Принцип функционирования сотовой связи. [Электронный ресурс] / Режим доступа: [mobile-dom.ru/poleznaya Informatsiya/printsip-funktsionirovaniya sotovoy svyazi](http://mobile-dom.ru/poleznaya-Informatsiya/printsip-funktsionirovaniya-sotovoy-svyazi).

57. Окоси, Т. Оптоэлектроника и оптическая связь / Пер с япон. А. А. Ганина. — М. : Мир, 1988. — 96 с.

58. Гуртов, В. А. Оптоэлектроника и волоконная оптика / Учебное пособие. — Петрозаводск: Изд-во ПетрГУ, 2005. — 239 с.

Оглавление

Введение	3
1. Подключение потребителей к электрическим сетям.....	5
1.1. Выработка и преобразование электроэнергии	6
1.2. Преобразование энергии в трансформаторах и в линиях	13
1.3. Подключение потребителей по четырехпроводной схеме	17
1.4. Подключение потребителей по пятипроводной схеме	18
1.5. Устройство защитного отключения.....	20
2. Приборы для измерения тока, напряжения, сопротивления, мощности в сетях до 1 000 В.....	23
2.1. Измерение тока, напряжения, сопротивления.....	23
2.2. Измерение активной мощности.....	30
2.3. Измерение реактивной мощности.....	31
2.4. Ограничение потребляемой мощности.....	33
2.5. Измерение электрических величин вольтамперфазоиндикатором ВАФ-85	34
3. Трансформаторы тока в цепях измерения	38
3.1. Принцип действия трансформаторов тока.....	38
3.2. Измерения трансформаторов тока в эксплуатации	41
3.3. Сведения о переносном приборе РЕТОМ-21	43
3.4. Выбор трансформаторов тока для подключения измерительных приборов	44
3.5. Погрешности трансформаторов тока.....	46
3.6. Соединение трансформаторов тока в полную и неполную звезду	47
3.7. Контроль целости вторичных цепей трансформаторов тока 0,38 кВ.....	50
3.8. Контроль целости вторичных цепей трансформаторов тока 6...10 кВ.....	53
3.9. Оптические датчики тока	55
3.10. Трансформаторы тока Роговского.....	56
4. Трансформаторы напряжения в цепях измерения	59
4.1. Вторичные цепи трансформаторов напряжения.....	59
4.2. Антирезонансные трансформаторы напряжения	64
4.3. Контроль исправности трансформаторов напряжения	66
4.4. Измерение напряжений при замыканиях на землю в сети 10 кВ.....	68
5. Измерение активной энергии в сетях 0,38 и 10 кВ	72
5.1. Общие сведения о счетчиках активной энергии	72
5.2. Измерение электроэнергии в сетях 0,38 кВ	74
5.3. Электронные счетчики электроэнергии	78
5.3.1. Многофункциональный счетчик «Меркурий-230»	79
5.3.2. Многофункциональный счетчик «КИПП-2»	82

5.4. Места установки счетчиков в сетях 0,38...10 кВ	84
5.5. Измерение электроэнергии в электрических сетях свыше 1 000 В.....	85
5.6. Класс точности прибора	90
5.7. Коммерческий и технический учет электроэнергии	92
6. Измерение температуры.....	93
6.1. Классификация приборов для измерения температуры	93
6.2. Термометры расширения	94
6.3. Термометры сопротивления	97
6.4. Термосиловые датчики температуры.....	98
6.5. Термоэлектрические термометры.....	100
6.6. Бесконтактное измерение температуры пирометром	103
6.7. Бесконтактное измерение температуры тепловизором.....	105
6.8. Принцип действия тепловизора.....	107
7. Измерительные органы в релейной защите	110
7.1. Измерительные органы в защитах линий электропередачи и потребителей в сетях 0,38 кВ..	110
7.1.1. С комбинированным расцепителем.....	113
7.2. Построение релейной защиты присоединений свыше 1 000 В	115
7.2.1. Блок-схема релейной защиты присоединения	115
7.2.2. Измерение частоты переменного напряжения.....	117
7.3. Измерение тока органами, реагирующими на его увеличение.....	118
7.4. Исполнение и измерение выдержки времени.....	121
7.4.1. С короткозамкнутыми кольцами	123
7.5. Измерение и вычисление симметричных составляющих напряжения.....	124
7.5.1. Вычисление коэффициента обратной последовательности по напряжению	125
7.5.2. Выявление напряжения обратной последовательности	128
7.5.3. Вычисление коэффициента нулевой последовательности по напряжению	132
7.5.4. Измерение напряжения нулевой последовательности.....	134
8. Эксплуатационные измерения и испытания электрооборудования электрических сетей и потребителей	137
8.1. Измерение сопротивления изоляции.....	138
8.2. Испытание электрооборудования повышенным напряжением.....	139
8.3. Тангенс угла диэлектрических потерь	141
8.4. Измерение целостности цепи заземления	143
8.5. Измерение сопротивления заземляющего устройства	143
8.5.1. Назначение заземления	143
8.5.2. Назначение заземления трансформаторного пункта	145
8.5.3. Заземлители.....	149

8.5.4. Измерение удельного сопротивления грунта	151
8.5.5. Измерение заземляющих устройств в эксплуатации	153
8.6. Измерение напряжения прикосновения	155
8.7. Измерения защиты от перенапряжений	156
8.7.1. Защита от внутренних перенапряжений	157
8.7.2. Электромагнитная совместимость	157
9. Измерения для определения возможности срабатывания защит	160
9.1. Измерения пускозащитной аппаратуры потребителей	160
9.2. Проверка защит от понижающих трансформаторов	162
9.3. Проверка тепловых реле асинхронными двигателями	163
9.4. Проверка токовых защит с использованием заземлителей	165
9.5. Проверка защит токами нагрузки потребителей	166
9.6. Проверка аппаратов на отключение однофазных коротких замыканий	168
10. Дистанционная передача сигналов измерения и управления в электрических сетях	174
10.1. Дистанционное измерение дискретного уровня жидкости в резервуаре по силовой сети 380 В	174
10.2. Назначение автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии (АСКУЭ)	175
10.3. Дистанционное измерение показаний электросчетчиков по силовой сети	176
10.3.1. Компоненты системы PLC-I	177
10.3.2. Технические особенности сетей PLC-I	178
10.3.3. Экономический эффект от внедрения АИИС «Меркурий-Энергоучет»	179
10.4. Принцип работы Wi-Fi технологий	180
10.5. Применение в электроэнергетике сотовой связи	181
10.5.1. Термины, используемые в сотовой связи	181
10.5.2. Передача информации по GSM-каналу	182
10.5.3. Конфигурация системы передачи данных по GSM-каналу	185
10.5.4. GSM-коммуникатор, радиоадаптеры и ретрансляторы	187
10.5.5. Преимущества стандарта GSM	189
10.6. Связь по линиям электропередачи	190
10.7. Оптоволоконная связь	192
10.7.1. Общие сведения о лазерах	192
10.7.2. Характеристика световодов	193
10.7.3. Характеристика волоконно-оптической системы связи	195
Заключение	198
Приложение А Термины и определения в электроэнергетике по В. В. Краснову	199
Приложение Б Условные графические обозначения (УГО)	203
Приложение В Принцип действия трансформатора напряжения	204

Приложение Г Сведения из теории симметричных составляющих	205
Приложение Д Понятие о фазном множителе	208
Приложение Е Понятия и термины по заземлениям	209
Приложение Ж Словарь терминов сотовой связи	211
Список использованных источников.....	218

Николай Малафеевич ПОПОВ
ИЗМЕРЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,4...10 кВ
Учебное пособие

Зав. редакцией
инженерно-технической литературы *Е. В. Баженова*
Ответственный редактор *С. В. Макаров*
Подготовка макета *И. Г. Попов*
Корректор *Ю. Н. Теплова*
Выпускающий *Н. А. Крылова*

ЛР № 065466 от 21.10.97
Гигиенический сертификат 78.01.10.953.П.1028
от 14.04.2016 г., выдан ЦГСЭН в СПб
Издательство «ЛАНЬ»
lan@lanbook.ru; www.lanbook.com
196105, Санкт-Петербург, пр. Юрия Гагарина, д.1, лит. А.
Тел.: (812) 336-25-09, 412-92-72.
Бесплатный звонок по России: 8-800-700-40-71

Подписано в печать 01.04.19.
Бумага офсетная. Гарнитура Школьная. Формат 70×100 ¹/₁₆.
Печать офсетная. Усл. п. л. 18,53. Тираж 100 экз.
Заказ № 282-19.
Отпечатано в полном соответствии
с качеством предоставленного оригинал-макета
в АО «Т8 Издательские технологии»
109316, г. Москва, Волгоградский пр., д. 42, к. 5.

Николай Малафеевич ПОПОВ
ИЗМЕРЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,4...10 кВ
Учебное пособие

Зав. редакцией
инженерно-технической литературы *Е. В. Баженова*
Ответственный редактор *С. В. Макаров*
Подготовка макета *И. Г. Попов*
Корректор *Ю. Н. Теплова*
Выпускающий *Н. А. Крылова*

ЛР № 065466 от 21.10.97
Гигиенический сертификат 78.01.10.953.П.1028
от 14.04.2016 г., выдан ЦГСЭН в СПб
Издательство «ЛАНЬ»
lan@lanbook.ru; www.lanbook.com
196105, Санкт-Петербург, пр. Юрия Гагарина, д.1, лит. А.
Тел.: (812) 336-25-09, 412-92-72.
Бесплатный звонок по России: 8-800-700-40-71

Подписано в печать 01.04.19.
Бумага офсетная. Гарнитура Школьная. Формат 70×100 ¹/₁₆.
Печать офсетная. Усл. п. л. 18,53. Тираж 100 экз.
Заказ № 282-19.
Отпечатано в полном соответствии
с качеством предоставленного оригинал-макета
в АО «Т8 Издательские технологии»
109316, г. Москва, Волгоградский пр., д. 42, к. 5.