

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«УЛЬЯНОВСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Е. Ф. ЩЕРБАКОВ,
Д. С. АЛЕКСАНДРОВ,
А. Л. ДУБОВ

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ОБЪЕКТОВ СТРОИТЕЛЬСТВА

Учебное пособие

УЛЬЯНОВСК
УлГТУ
2011

УДК 621.311.4 (075)
ББК 31.29-5я7
Щ 61

Рецензенты:

ген. директор ООО НПФ «Элекс», канд. техн. наук, доцент Р. М. Садриев,

ген. директор ОАО «Униптимаш», канд. техн. наук, доцент В. Е. Быстрицкий

Щербаков, Е. Ф.

Щ 61 **Электроснабжение объектов строительства : учебное пособие /**
Е. Ф. Щербаков, Д. С. Александров, А. Л. Дубов. – Ульяновск : УлГТУ,
2011. – 404 с.

ISBN 978-5-9795-0897-9

Рассмотрены вопросы электроснабжения и электропотребления на объектах строительства, применения электрической энергии в строительстве. Приведены сведения об электрических нагрузках и методах их расчета, распределении электрической энергии. Описаны конструкции электрических сетей и подстанций. Рассматривается выбор электрооборудования в системах электроснабжения, принципы и методы расчета режимов электрических сетей, компенсации реактивной мощности, защиты и автоматики в системах электроснабжения, качество электрической энергии и надежности электроснабжения, режимы электропотребления.

Предназначается для студентов, обучающихся по направлению «Строительство» по профилям «Промышленное и гражданское строительство» и «Теплогазоснабжение и вентиляция». Может быть полезно специалистам, занятым проектированием и эксплуатацией систем электроснабжения строительных объектов.

Подготовлено на кафедре «Электроснабжение».

УДК 621.311.4 (075)
ББК 21.029-5я7

ISBN 978-5-9795-0897-9

© Щербаков Е. Ф., Александров Д. С.,
Дубов А. Л., 2011
© Оформление. УлГТУ, 2011

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

ЗРУ – закрытое распределительное устройство
ВН – высокое напряжение
ДВС – двигатель внутреннего сгорания
ДГУ – дизель-генераторная установка
ДЭС – дизельная электростанция
ИП – источник питания
КРУ – комплектное распределительное устройство внутренней установки
КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки
ЛЭП – линия электропередачи
МЭС – мобильная электростанция
НН – низкое напряжение
ОРУ – открытое распределительное устройство
ОС – объект строительства
ПВ – продолжительность включения
ПКР – повторно-кратковременный режим
ПП – преобразовательная подстанция
ПР – пункт распределительный (в сетях напряжением до 1 кВ)
ПСП – предприятие строительного производства
ПЭЭ – потребитель электрической энергии
РП – распределительный пункт
РУ – распределительное устройство
РЭС – районная электрическая сеть
СИП – самонесущие изолированные провода
СП – строительная площадка
СЭП – система электропотребления
СЭС – система электроснабжения
ТВЧ – ток высокой частоты
ТП – трансформаторная подстанция
ТЭН – трубчатый электронагреватель
ЦРП – центральный распределительный пункт
ЭМТ – электромагнитный тормоз
ЭП – электроприемник
ЭС – электрическая сеть
ЭССП – электрическая сеть строительной площадки
ЭУ – электроустановка

ПРЕДИСЛОВИЕ

Выпуск учебной литературы для подготовки специалистов с высшим и средним профессиональным образованием резко сократился. Такой участи не избежали и электротехнические специальности. В последнее время были изданы следующие книги: Кудрин Б.И. «Электроснабжение промышленных предприятий», Интермет Инжиниринг, 2005 (учебник для вузов); Конюхова Е. А. «Электроснабжение объектов», Мастерство, 2002 (учебник для образовательных учреждений СПО). К настоящему времени выпущена в качестве учебного пособия книга авторов Щербакова Е.Ф., Александрова Д. С. и Дубова А. Л. «Электроснабжение и электропотребление на предприятиях». Она предназначена для восполнения недостатка учебной литературы и ориентирована на подготовку специалистов по специальности «Электроснабжение (по отраслям)» для промышленных предприятий. Учебная дисциплина «Электроснабжение» изучается также студентами других родственных специальностей.

В настоящем учебном издании, написанном на базе «Электроснабжения и электропотребления на предприятиях», рассматриваются общие вопросы электроснабжения и электропотребления для объектов строительства, вспомогательных предприятий строительного производства.

При изучении учебного материала будущий специалист ориентируется на проектирование и эксплуатацию систем электроснабжения и электротехнических устройств, преобразующих электроэнергию в другие ее виды. Поэтому книга будет полезной и для специалистов, работающих в области проектирования и эксплуатации систем электроснабжения.

Учитывая, что трансформаторные подстанции на объектах строительства в основном подключаются к существующим сетям энергосистемы, в учебном пособии распределение электрической энергии при напряжении выше 1 кВ рассматривается раньше, чем распределение электроэнергии при напряжении до 1 кВ.

При написании рукописи материал был распределен следующим образом: Щербаков Е. Ф. – гл. 1, 2, 6, 9, 10; Щербаков Е. Ф., Дубов А. Л. – гл. 3, 4, 5, 7; Щербаков Е. Ф., Александров Д. С. – гл. 8, 11, 12.

Авторы выражают глубокую признательность рецензентам рукописи – кандидатам технических наук, доцентам, Садриеву Р. М. и Быстрицкому В. Е. за ценные замечания, учтенные при доработке рукописи.

ВВЕДЕНИЕ

Электрическая энергия нашла широкое применение во всех сферах человеческой деятельности из-за способности преобразования ее в другие виды.

Потребителями электрической энергии (ПЭЭ) в строительстве являются строительные площадки, вспомогательные предприятия по производству бетона, раствора, лакокрасочных покрытий, ремонтные цеха, осветительные и бытовые установки. Этих потребителей будем называть предприятиями строительного производства (ПСП). Потребители электрической энергии получают ее по распределительным сетям от энергетических систем, от систем электроснабжения промышленных предприятий и городов, к которым примыкают строительные площадки, и собственных электростанций. Электроснабжение объектов строительства (ОС) в основном осуществляется от трансформаторных подстанций (ТП). На ОС потребителями электроэнергии являются строительномонтажные краны, экскаваторы, станки в ремонтных мастерских. Строительные площадки (СП) делятся на крупные (строительство крупных предприятий или их комплексов), средние (строительство средних предприятий), мелкие (строительство жилых зданий, объектов социально-культурного назначения).

Электроприемниками (ЭП) являются электродвигатели приводов строительных машин и механизмов, технологические установки электропрогрева бетона, нагреватели, сварочные агрегаты, выпрямительные устройства, высокочастотные установки, электрические лампы осветительных установок, радиоэлектронная аппаратура.

Все приемники могут быть включены в распределительную сеть одного напряжения или в электрические сети (ЭС) разных напряжений.

Электрические сети строительных площадок (ЭССП) и предприятий по производству строительных материалов могут быть постоянного и временного использования. Они должны обеспечивать:

- надежность электроснабжения;
- качество передаваемой электроэнергии;
- безопасность электротехнического и неэлектротехнического персонала при эксплуатации сетей и электроустановок;
- экономичность, то есть снижение затрат при сооружении и эксплуатации сетей и установок;
- изменение конфигурации сетей в связи с изменением технологии строительного производства;
- снижение потерь электроэнергии в сетях;
- экологичность, т. е. отсутствие вредного влияния на окружающую среду.

Строительство новых и реконструкция действующих предприятий осуществляется на базе применения прогрессивной технологии, современного электрифицированного оборудования, машин и механизмов.

Электрические сети предприятий по производству строительных материалов относятся к сетям постоянного использования и на них распространяются требования к сетям промышленных предприятий. Технологические процессы на этих предприятиях в основном должны быть автоматизированы.

ЭСПП могут быть сетями постоянного и временного использования. ЭСПСП от подстанции или районных сетей (РЭС) энергосистемы относятся к сетям постоянного использования. От ТП строительной площадки электрические сети, как правило, являются временными.

По надежности электроснабжения электроприемники делятся на три категории.

К *первой категории* относятся ЭП и комплексы электроприемников, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой значительный ущерб, повреждение основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство технологического процесса. Эти приемники должны иметь возможность обеспечения электроэнергией не менее чем от двух независимых источников питания. Нарушение их электроснабжения допускается только на время автоматического восстановления электроснабжения от второго источника.

Внутри первой категории выделяется особая группа электроприемников. К ней относятся наиболее ответственные ЭП и их комплексы, бесперебойное электроснабжение которых необходимо для поддержания технологического процесса в рабочем режиме, пусть даже со сниженной производительностью, или для безаварийного останова технологического процесса с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров, аварии на технологическом оборудовании. Эти приемники в нормальном режиме работы должны иметь возможность обеспечения электроэнергией не менее чем от трех независимых источников питания. Нарушение их электроснабжения допускается только на время автоматического восстановления электроснабжения.

Ко *второй категории* относятся ЭП и их комплексы, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недовыпуску продукции, простоям рабочих и механизмов. Они должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания. Перерыв в электроснабжении допускается на время, необходимое для автоматического и оперативного переключения на второй источник.

К *третьей категории* относятся ЭП и их комплексы, не попадающие под определения первой и второй категорий. Электроснабжение их может осуществляться от одного источника питания. Перерыв электроснабжения допускается на время проведения восстановительных работ, но не более одних суток.

Потребители электроэнергии по надежности и бесперебойности электроснабжения классифицируются в зависимости от категории надежности ЭП, входящих в состав потребителей. При этом учитывается преимущественное наличие ЭП той или иной категории.

ЭССП представляет собой совокупность электроустановок для передачи и распределения электроэнергии, состоящих из трансформаторных подстанций

и распределительных устройств, соединенных электрическими линиями, обеспечивающими их связь с приемниками электроэнергии.

Электрические сети различаются по роду тока, напряжению, режиму нейтрали, конструктивным признакам. ЭС делят на сети переменного и постоянного тока. В основном сети выполняются по системе трехфазного переменного тока частотой 50 Гц. Эта система позволяет осуществлять трансформацию электроэнергии и передачу ее на дальние расстояния. В сетях переменного тока широко применяются однофазные ответвления к однофазным электроприемникам. В ЭС могут включаться установки повышенной (до 10 кГц) и высокой (выше 10 кГц) частоты с целью обеспечения надежной работы отдельных технологических установок (нагрев металла под закалку, ковку, штамповку, плавка металлов). Для электроснабжения отдельных технологических установок (электролизных, гальванических, электроприводов подъемно-транспортных механизмов, станков) необходим постоянный ток. Для преобразования служат двигатель-генераторы, выпрямители.

В ЭССП применяется в основном напряжение 380/220 В, относящееся к напряжению до 1 кВ (низкого напряжения или низковольтным), и напряжения 6, 10, 35 и 110 кВ, относящиеся к напряжению выше 1 кВ (высокого напряжения, высоковольтные).

В ЭССП линии электропередач (ЛЭП) могут быть воздушными, кабельными.

ЭС и электроустановки, и в системах электроснабжения (СЭС) могут быть с заземленной или изолированной нейтралью.

По электрическим сетям от источников к ЭП передается не только активная энергия (мощность), которая преобразуется в другие виды, но и реактивная мощность. Передача реактивной мощности по ЭССП приводит к повышенным потерям электроэнергии в сетях и к дополнительным затратам на оплату электроэнергии.

При проектировании и реконструкции систем электроснабжения объектов необходимо знать электрические нагрузки в электрических сетях.

На основании расчета электрических нагрузок выполняется расчет и выбор электрических сетей, коммутационных и защитных аппаратов, источников питания, преобразовательных установок и других электротехнических устройств. Проверка правильности выбора электрических сетей и электрических устройств по нагреву и потере напряжения, расчет показателей качества электроэнергии, показателей надежности систем электроснабжения проводятся также на основе расчета электрических нагрузок.

Электроснабжение ОС в основном осуществляется от трансформаторных подстанций (ТП). Поэтому важным является правильный выбор трансформаторов и оборудования ТП.

В системах электроснабжения и электропотребления ОС большое внимание уделяется компенсации реактивной мощности. Поэтому и в учебном пособии уделено особое внимание режимам реактивной мощности в электрических сетях.

Рассматриваются аварийные режимы в системах электроснабжения ОСП, защита сетей и электрооборудования в системах электроснабжения. Уделено внимание вопросам качества электроэнергии и надежности электроснабжения предприятий. Рассматриваются режимы электропотребления на предприятиях.

1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

1.1. Основные понятия и определения

Потребители электрической энергии получают ее от источников электро-снабжения по линиям электропередачи. *Потребителем электроэнергии* называется совокупность электроприемников, объединенных технологическим процессом, или расположенных на одной территории. Потребителями энергии является подъемный кран, станок, цех, строительное предприятие.

Электрическая энергия преобразуется в технологических установках в другие виды. Электротехническое устройство, предназначенное для преобразования электрической энергии в другие виды, называется *электроприемником* (приемником электрической энергии). Приемниками являются электродвигатель, лампа освещения, сварочный трансформатор и т.п.

Электрическая энергия, поступающая потребителю от источника, должна обладать соответствующим качеством. Основными показателями качества электроэнергии являются стабильность напряжения и частоты, синусоидальность напряжения и тока, симметрия напряжения и тока.

В производстве и передаче электроэнергии участвуют электроустановки различного назначения. *Электроустановкой (ЭУ)* называется совокупность машин, аппаратов, приборов, вспомогательного оборудования вместе с зданиями и сооружениями, предназначенных для производства, трансформации, передачи и распределения электрической энергии. К электроустановкам относятся электростанции, трансформаторные подстанции, преобразовательные установки.

Источником питания (ИП) называется распределительное устройство генераторного напряжения на электростанции или распределительное устройство вторичного напряжения понижающей подстанции.

Электрической станцией называется электроустановка, предназначенная для производства электрической энергии.

Электроустановка для преобразования и распределения электроэнергии называется *подстанцией* (трансформаторной или преобразовательной).

Совокупность электроустановок и устройств для передачи и распределения электроэнергии, состоящая из подстанций, линий электропередачи и распределительных устройств называется *электрической сетью*. В электрическую сеть входят воздушные и кабельные линии электропередачи, трансформаторные и преобразовательные подстанции (ПП), распределительные пункты (РП, ЦРП).

Распределительным устройством (РУ) называется электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, устройства защиты, автоматики и измерения. Если основное оборудование РУ размещено на открытом воздухе, то оно называется открытым (ОРУ), и если размещено в здании –

закрытым (ЗРУ). Распределительное устройство может состоять из комплектных блоков для наружной (КРУН) и внутренней (КРУ) установки.

Распределительным пунктом (РП) называется электроустановка, предназначенная для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без трансформации и преобразования. Обычно РП используются в сетях 6 – 10 кВ. В сетях до 1 кВ аналогичные устройства называют *пунктом распределительным (ПР)*.

Линией электропередачи называется устройство для передачи электроэнергии по проводам или кабелям.

Системой электроснабжения (СЭС) объекта называется совокупность электроустановок и устройств, предназначенных для производства, передачи и распределения электроэнергии, ее учета и контроля показателей качества. СЭС должна быть надежной, обеспечивать бесперебойное снабжение электроэнергией своих потребителей и электроприемников.

Системой электропотребления (СЭП) объекта называется совокупность технологических установок и устройств, имеющих в своем составе электроприемники, и предназначенных для передачи и распределения электроэнергии с целью ее преобразования в другие виды.

Станция управления – комплектное устройство, предназначенное для дистанционного управления электрооборудованием с автоматизированным выполнением функций управления, регулирования, защиты и сигнализации. Станция управления может быть выполнена в виде блока, панели, щита, шкафа управления.

Задачей электроснабжения ОС является непрерывное обеспечение электроэнергией электрических приемников, оптимизация параметров СЭС путем правильного выбора номинальных напряжений, условий присоединения к энергосистеме, выбор электрооборудования на основе расчета электрических нагрузок, компенсация реактивных нагрузок, рациональное распределение электроэнергии, обеспечение защиты электроустановок.

Задачей электропотребления является организация безопасных и экономичных режимов работы при минимальных финансовых затратах и сокращение потерь электроэнергии.

1.2. Источники электроснабжения и электроустановки

Источником электроснабжения ОС является либо распределительное устройство генераторного напряжения на электростанции, либо распределительное устройство вторичного напряжения подстанции. В основном, электроснабжение ОС осуществляется от трансформаторных подстанций, которые, в свою очередь, получают электроэнергию от электростанций энергосистемы.

На электростанциях электрическую энергию вырабатывают синхронные генераторы.

Электростанции для электроснабжения ОС, как и промышленных предприятий, делятся на тепловые и гидравлические. На *тепловых* электростанциях для привода генераторов, в основном, применяются двигатели внутреннего сгорания, работающие на жидком топливе (бензин, керосин, дизельное топливо). На *гидравлических* электростанциях привод генераторов осуществляется за счет энергии водных потоков рек или водопадов.

Энергия сжигаемого топлива в двигателях внутреннего сгорания преобразуется в механическую энергию на валу двигателя, с которым сочленяется вал генератора. На тепловых электростанциях применяются быстроходные генераторы (турбогенераторы) с неявнополюсным ротором.

На гидравлических электростанциях водные потоки попадают на гидротурбину, которая приводит во вращение синхронный гидрогенератор с явнополюсным ротором. Гидравлические электростанции строятся для электроснабжения нескольких населенных пунктов и других объектов различного назначения, расположенных в этих населенных пунктах.

Электроснабжение ОС, расположенных в населенном пункте или вблизи от него, может осуществляться как от тепловой, так и от гидравлической электростанции.

Возбуждение синхронных генераторов осуществляется от возбудителя (генератора постоянного тока), который устанавливается на одном валу с генератором [8] или от выпрямителя.

Напряжения электрических сетей и режимы нейтралей. Напряжение, при котором обеспечивается нормальная работа электроприемника, называется *номинальным напряжением* $U_{ном}$. В электрических сетях строительных площадок до 1 кВ применяется напряжение 380/220 В. Электроснабжение трехфазных электроприемников осуществляется на линейном напряжении 380 В, а однофазных электроприемников – на фазном напряжении 220 В. Напряжения источников приняты на 5% выше – 400/230 В. Основным преимуществом напряжения 380/220 В является возможность совместного питания силовых и осветительных приемников, трехфазных и однофазных электроприемников.

В сетях выше 1 кВ для электроснабжения ОС, как и смежных с ними промышленных предприятий и жилых кварталов городов, приняты напряжения: 6, 10, 35 и 110 кВ. Напряжения генераторов на электростанциях – 6,3; 10,5; 21 кВ. Напряжения трансформаторов: первичные обмотки – 6,3; 10,5; 37, 115 кВ, вторичные обмотки – 6 и 10 кВ. Напряжение 6 кВ при проектировании новых сетей не рекомендуется. Это напряжение осталось в ЭС, перевод которых на напряжение 10 кВ оказался малоэффективным из-за замены трансформаторов. Напряжения 35 и 110 кВ целесообразно использовать, если вблизи имеются линии электропередачи на напряжение 35 или 110 кВ для электроснабжения промышленных предприятий.

При выборе напряжения можно воспользоваться следующими рекомендациями:

- если в системе внешнего электроснабжения есть возможность присоединения питающей линии к двум равноудаленным линиям электропередачи с

разным номинальным напряжением, то следует выбрать более высокое номинальное напряжение;

- если в системе внешнего электроснабжения есть возможность присоединения питающей линии к двум линиям электропередачи с разным номинальным напряжением, находящимся на разном удалении от объекта электроснабжения, целесообразно выбрать номинальное напряжение линии электропередачи, находящейся на более близком расстоянии.

Соединение обмоток источников питания. Синхронные генераторы на электростанциях, трансформаторы на подстанциях имеют по три самостоятельных фазных обмотки. Фазные обмотки могут быть соединены между собой либо в звезду, либо в треугольник.

Общая точка обмоток, соединенных в звезду, называется нейтралью (нейтральной или нулевой точкой). В зависимости от режима нейтрали электрические сети разделяют на три группы:

- сеть с незаземленной (изолированной от земли) нейтралью;
- сеть с резонансно-заземленной (компенсированной) нейтралью;
- сеть с глухозаземленной нейтралью.

При соединении нейтральной точки с землей обеспечивается рабочее заземление. Способ заземления нейтрали в сети определяется безопасностью обслуживания сети, надежностью электроснабжения электроприемников и экономичностью.

Соединение между собой двух или более точек разных фаз или одной любой фазы с землей, не предусмотренное нормальными условиями работы установки, называется *коротким замыканием*. При этом ток короткого замыкания резко возрастает.

Режимы нейтралей при напряжениях 6 – 110 кВ. *Нейтраль* – общая точка соединения трех обмоток генератора или трансформатора, называемая нейтральной или нулевой. В России и других странах, использующих одинаковые с ней номинальные напряжения, применяют электрические сети с изолированной или с заземленной нейтралью.

В сетях с напряжением 6 – 35 кВ, в основном, применяются *установки с изолированной нейтралью*. В этих установках нейтраль не связана с землей или ее эквивалентом. В линии используются три фазных провода. Замыкание одной из фаз на землю в сетях с изолированной нейтралью не является коротким замыканием. Ток замыкания на землю будет небольшим, так как отсутствует явно замкнутый контур для его прохождения. При замыкании фазы на землю в сети возникает не аварийный режим, а ненормальный режим, который не отключается релейной защитой, а подается сигнал о его возникновении. Если в одной из фаз трехфазной системы в сети с изолированной нейтралью произошло замыкание на землю, то ее напряжение по отношению к земле будет равно нулю, а напряжение других фаз по отношению к земле будет равно линейному, то есть увеличится в $\sqrt{3}$ раз. В этом случае изоляцию всех фаз требуется выполнять на линейное напряжение, что приводит к удорожанию электрических сетей. Ток замыкается через распределенные емкости вдоль линии, которые для упроще-

ния анализа процесса условно можно заменить емкостями, сосредоточенными в середине линии. Ток замыкания на землю носит емкостной характер и может быть определен по формулам

для воздушной линии

$$I_{3.3} = \frac{Ul}{350};$$

для кабельной линии

$$I_{3.3} = \frac{Ul}{10},$$

где U – номинальное напряжение сети; l – суммарная длина электрически связанных линий.

На рис 1.1 приведена схема сети с изолированной нейтралью.

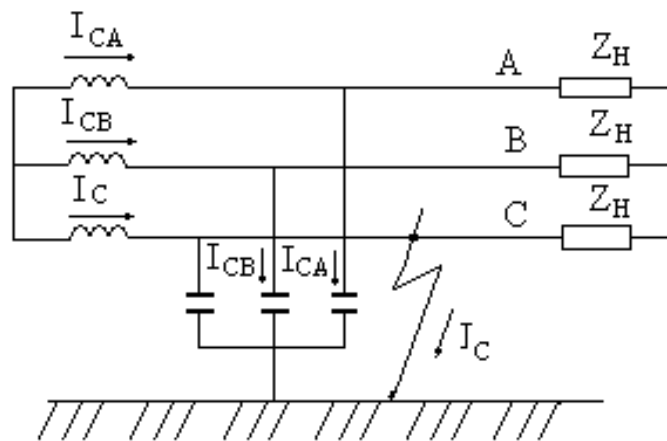


Рис. 1.1. Трехфазная схема сети с изолированной нейтралью при замыкании фазы С на землю

Ток замыкания на землю $I_{3.3}$ нормируется в зависимости от номинального напряжения линии. При напряжении 6 кВ $I_{3.3} = 30$ А, при 10 кВ – 20 А, при 20 кВ – 15 А, при 35 кВ – 10 А.

Если в сетях 6 – 35 кВ токи замыкания на землю превышают допустимые значения, то компенсация емкостных токов на землю осуществляется с помощью заземляющего реактора, включаемого между нейтральной точкой и землей (рис. 1.2).

При наличии заземляющего реактора кроме емкостных токов I_C в месте замыкания фазы на землю проходят и индуктивные токи I_L , замыкающиеся через реактор. Такие сети называются *сетями с резонансно-заземленными (компенсированными) нейтралью*.

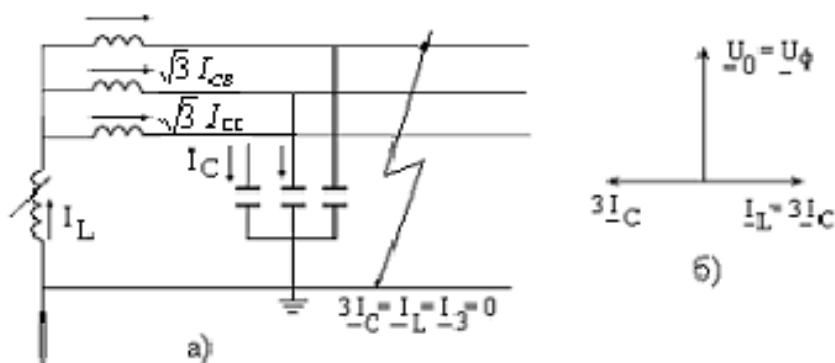


Рис. 1.2. Трехфазная сеть с компенсированной нейтралью: а – схема протекания емкостных токов при однофазном замыкании на землю; б – векторная диаграмма токов и напряжений

Так как индуктивный и емкостный токи отличаются друг от друга по фазе на 180° , то в месте замыкания на землю они компенсируют друг друга.

В электрических сетях с напряжением 110 кВ токи замыкания на землю повышаются, поэтому применяются *эффективно-заземленные нейтрал*и, то есть нейтрали, заземленные через токоограничивающее сопротивление (рис. 1.3). При однофазном замыкании на землю напряжение на неповрежденных фазах относительно земли составляет $0,8 U_{\text{Л}}$ в нормальном режиме.

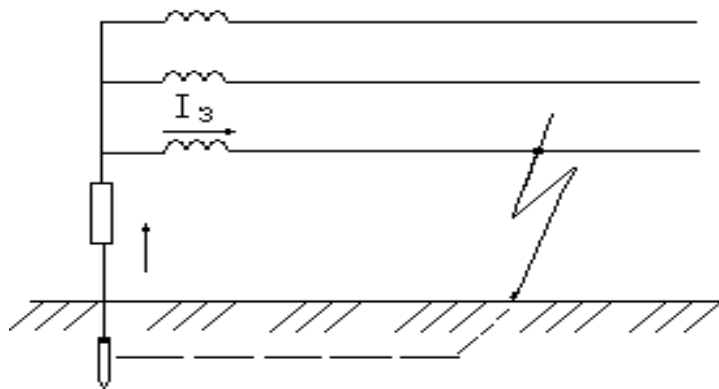


Рис.1.3. Трехфазная сеть с эффективно-заземленной нейтралью

При замыкании одной фазы на землю образуется короткозамкнутый контур через землю и нейтраль источника. Токоограничивающее сопротивление снижает ток замыкания на землю. Поврежденный участок отключается устройствами релейной защиты. Часто короткие замыкания на землю бывают самоустраняющимися, поэтому в сетях применяется автоматическое повторное включение.

В сетях с напряжением 110 кВ и выше применяется и глухое заземление нейтрали (без токоограничивающих устройств между нейтральной точкой источника и землей). Это снижает вероятность возникновения в сетях дуговых перенапряжений и дает возможность снижения уровня изоляции.

Режимы нейтралей при напряжениях до 1кВ. В ЭССП с напряжением до 1 кВ применяются установки переменного тока с глухозаземленной нейтралью. *Глухозаземленной нейтралью* называется нейтраль генератора или трансформатора, присоединенная непосредственно к заземляющему устройству. Электрические сети, в основном, четырехпроводные: три фазных провода и один нулевой. Основой выбора режима нейтрали является экономичность, надежность и безопасность обслуживания сетей. Трансформаторы 10/0,4 кВ применяются со схемой соединения обмоток «звезда – звезда с нулем».

В сетях с глухозаземленной нейтралью (рис.1.4) любое замыкание фазного провода на землю приводит к аварийному отключению поврежденного участка и к недоотпуску электроэнергии и, в связи с этим, к простоям оборудования.

При прикосновении человека к токоведущим частям создается цепь: фаза источника – тело человека – заземление нейтрали. Ток через тело человека определяется формулой

$$I_{\text{ч}} = \frac{U_{\text{ф}}}{R_{\text{ч}}}, \quad (1.1)$$

где $U_{\text{ф}}$ – напряжение прикосновения равное фазному; $R_{\text{ч}}$ – сопротивление человека, принимается равным 1000 Ом.

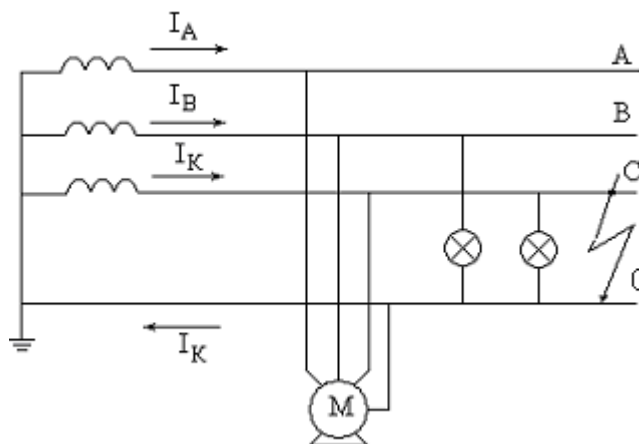


Рис. 1.4. Трехфазная четырехпроводная сеть с напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью

При пробое изоляции человек может оказаться под напряжением и при прикосновении, например, к корпусу электродвигателя. Поэтому для обеспечения безопасности при повреждении изоляции электроустановок оборудование должно быть также заземлено. В четырехпроводной сети также многократно заземляется нулевой провод.

1.3. Технология строительных работ

Строительство представляет собой отрасль производства, которая заключается в возведении и реконструкции зданий и сооружений на базе промышленных методов. Возведение зданий и сооружений начинается с работ нулевого цикла, где используется большое количество различных машин и механизмов.

Котлован отрывается с помощью экскаватора, имеющего, как правило, двигатель внутреннего сгорания. При большом объеме земляных работ могут использоваться экскаваторы с электродвигательным приводом. В зимнее время для производства земляных работ иногда приходится отогревать грунт. В необходимых случаях применяют насосы для водоотлива.

После завершения земляных работ приступают к монтажу фундамента. При монтаже свайного фундамента применяют дизель-молот, вибропогружатель или копровую установку с лебедкой. Ленточный фундамент монтируют из фундаментных блоков или бетонируют с использованием кранов.

На строительных площадках в качестве монтажного крана применяют пневмоколесные, гусеничные и рельсовые краны. При производстве строительных работ в действующих цехах используют мостовые краны. К рельсовым кранам относят башенные, мостовые, козловые. Эти краны, как правило, имеют многодвигательный электропривод.

В процессе строительства зданий и сооружений выполняют бетонные работы. Для уплотнения бетона применяют вибраторы, включаемые в ЭС через трансформаторы или преобразователи частоты.

Строительные материалы и оборудование подаются на рабочие места в основном с помощью башенного крана. Для перемещения сыпучих, кусковых и мелких штучных материалов можно применять ленточные транспортеры с электроприводом.

Монтаж стальных и железобетонных конструкций осуществляется сваркой. Железобетонные конструкции, как правило, изготавливают на заводах железобетонных конструкций. Иногда такие конструкции изготавливают на строительной площадке. При этом используют различные арматурные и гибочные станки. Конструкции в опалубке подвергают пропариванию или электропрогреву.

На строительных площадках ведут работы субподрядные монтажные организации (санитарно-технические, электротехнические работы, монтаж специального оборудования). Эти организации имеют необходимое электрифицированное оборудование и инструмент, которые нуждаются в электрической энергии.

После возведения зданий и сооружений приступают к отделочным работам. Поверхности подвергают сушке с помощью передвижных или переносных сушильных устройств.

При производстве работ в темное время применяют электроосветительные установки.

1.4. Система электроснабжения объектов строительства

СЭС объектов строительного производства является совокупность электроустановок и устройств, предназначенных для производства, передачи и распределения электроэнергии, ее учета и контроля показателей качества. Электроустановки для производства и передачи электроэнергии могут являться собственностью предприятия строительного производства или принадлежать другому предприятию или объединению.

Строительные предприятия могут иметь собственную электростанцию и обеспечивать электроэнергией все технологические установки и процессы, передавать электроэнергию по собственным электрическим сетям. Предприятия могут получать электроэнергию от электроустановок (электростанций и подстанций), принадлежащих энергосистеме или соседнему промышленному предприятию.

Наиболее распространенной схемой является схема, по которой предприятия получают электроэнергию от районных электрических сетей (РЭС) региональной энергосистемы.

Большинство электроприемников технологических установок ОС, бытовых установок СП предназначены для работы при напряжении до 1 кВ. Преобразование электроэнергии происходит на потребительских подстанциях, а ее распределение – по распределительным сетям при напряжении 0,4 кВ. На рис. 1.5 приведена схема электроснабжения ОС от генераторов собственной электростанции (рис. 1.5, а) и от РЭС (рис. 1.5, б).

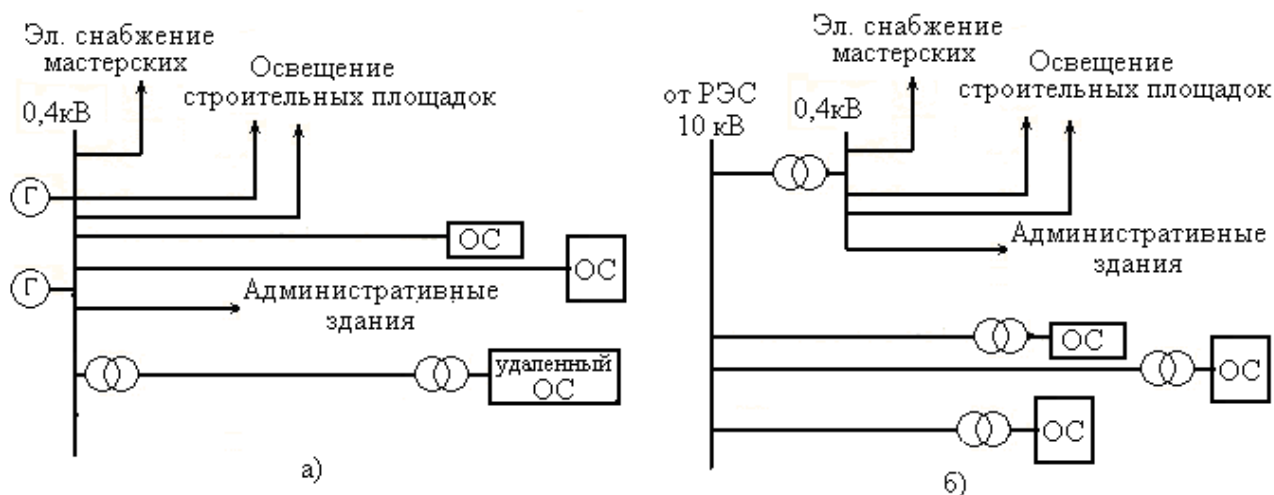


Рис. 1.5. Системы электроснабжения объектов строительства: а – от генераторов собственной электростанции; б – от районной энергосети

Представленная система электроснабжения предприятий является сложной системой. Ее можно разделить на систему (подсистему) внешнего электроснабжения, систему внутреннего электроснабжения и систему внутрицехового электропотребления. В то же время СЭС предприятия строительного производства является подсистемой энергосистемы и подсистемой технологической сис-

темы производства на этом предприятии. Это значит, что электроэнергия, передаваемая по районным электрическим сетям в СЭС ПСП, рассматривается как одна из составляющих производственного процесса наряду с сырьем, материалами, трудозатратами.

В систему внешнего электроснабжения ПСП входит совокупность электроустановок и устройств между узловым распределительным пунктом энергосистемы и понизительной ТП самого предприятия. В системе внешнего электроснабжения ПСП применяются, в основном, напряжения 6–35 кВ.

Система внутреннего электроснабжения крупного ПСП, приравненного к промышленному предприятию (заводы железобетонных конструкций) характеризуется большой разветвленностью распределительной сети, имеющей воздушные и, в основном, кабельные линии, большое количество РП, ТП, коммутационных аппаратов. Распределение электроэнергии в системе внутреннего электроснабжения осуществляется при напряжениях 6, 10 кВ. В систему внутреннего электроснабжения мелких ОС входят электрические сети низкого напряжения от электростанции или ТП до ввода в цеха или технологические установки.

Система внутриобъектного электроснабжения строительной площадки представляет собой электрические сети напряжением 380/220 В.

Система внутрицехового электроснабжения производственных мастерских включает в себя цеховые сети, выполненные кабелями и проводами с коммутационными и защитными аппаратами, от распределительного щита (пункта) до электроприемников. Распределение электроэнергии в системе внутрицехового электроснабжения выполняется при напряжениях 380/220 В.

1.5. Потребители и электроприемники в системах электроснабжения строительного производства

Приемником электрической энергии или электроприемником называется устройство, предназначенное для преобразования электроэнергии в другие виды энергии (электродвигатель, светильник, сварочный трансформатор). Потребителем электроэнергии является электроприемник или совокупность электроприемников, принадлежащих одной технологической установке, и размещающихся на определенной территории (станок, агрегат, бетономешалка, цех, предприятие).

Чаще всего электроприемники являются частью технологической установки. Среди технологических установок можно выделить:

- производственные машины и механизмы, в том числе станки различного назначения, землеройные машины, строительно-монтажные краны, электроприемниками в которых являются электродвигатели, преобразующие электрическую энергию в механическую;
- термические установки, приемниками в которых являются нагреватели, преобразующие электрическую энергию в тепловую;
- электрохимические установки;

- установки электростатического и электромагнитного поля, электрофильтры;
- установки электроискровой обработки металлов;
- ручной электрифицированный инструмент (электрические дрели, ножовки, гайковерты, вибраторы для укладки бетона, краскопульты и т. п.);
- установки электроосвещения;
- устройства контроля и диагностики (рентгеновские, ультразвуковые аппараты и т. д.).

В некоторых установках преобразование электрической энергии происходит в несколько видов энергии. В электродуговых установках (электросварка), в установках электроосвещения электрическая энергия преобразуется одновременно в световую и тепловую энергию [3].

Рассмотрим основные виды электроприемников, применяемые в технологических установках различного назначения.

Электродвигатели. В приводах различных производственных механизмов применяются электродвигатели, осуществляющие перемещение рабочих органов механизмов. При этом требуется либо постоянная, либо регулируемая частота вращения двигателя. В приводах, не требующих регулирования скорости, применяются асинхронные электродвигатели переменного тока с различной частотой вращения. Они обладают простотой конструкции и обслуживания при эксплуатации.

Нагреватели электротермических установок. Электротермические установки делят на следующие группы: электрические печи сопротивления (применяются в ремонтных мастерских); установки индукционного нагрева для плавки и термообработки металлов и сплавов; электросварочные установки; установки прогрева бетона, термические коммунально-бытовые приборы.

Применяются электрические *печи сопротивления* прямого и косвенного нагрева, которые подключаются к сети с напряжением 380 В.

Индукционные плавильные печи относятся к электрической нагрузке «спокойного» режима, которая в процессе работы мало изменяется. Они работают при промышленной частоте 50 Гц, при повышенной частоте 0,5 – 10 кГц и высокой частоте до сотен кГц с питанием от тиристорных или электромашиных преобразователей частоты.

Электросварочные установки дуговой и контактной сварки включаются в сеть через трансформаторы и представляют собой однофазную неравномерную нагрузку. Они создают в сети несинусоидальные режимы.

Установки прогрева бетона и грунта применяются в зимнее время при производстве бетонных работ. Включаются в ЭС через трехфазные и однофазные трансформаторы.

Термические коммунально-бытовые приборы представляют собой нагревательные плиты, жарочные шкафы, духовки. Создают однофазную нагрузку.

Установки электростатического и электромагнитного поля применяются как технологические установки для электроокраски, улавливания твердых частиц в газе с помощью электрофильтров, для отделения ферромагнитных частиц в смесях.

Электрохимические и электролизные установки (электролитические ванны для электролиза воды, растворов, ванны для гальванических покрытий) работают на постоянном токе, получаемом путем выпрямления переменного тока на преобразовательных подстанциях. Применяются установки для зарядки аккумуляторов.

Установки электрического освещения применяются для внутреннего и наружного освещения. Для этих целей применяются лампы накаливания, люминесцентные, ртутные, натриевые, ксеноновые лампы. Концентрация светового потока осуществляется с помощью отражателей. Для наружного освещения могут применяться прожекторы, переносные осветительные установки для производства строительных работ в ночное время или в темных помещениях.

Характерные группы электроприемников на строительных площадках: электропривод строительно-монтажных кранов, транспортеров, элеваторов, норий; электропривод экскаваторов; электропривод насосов для откачки и подачи воды; нагреватели воды в бытовых помещениях, ручной электрифицированный инструмент.

Характерные группы электроприемников в ремонтных и деревообрабатывающих мастерских: электропривод металлорежущих станков; электропривод деревообрабатывающих станков; сварочные трансформаторы; установки электроискровой обработки металлов; гальванические ванны.

2. ЭЛЕКТРОПРИВОД СТРОИТЕЛЬНЫХ МАШИН

2.1. Основы электропривода

Электроприводом называется электромеханическое устройство, преобразующее электрическую энергию в механическую. Электропривод состоит из одного или группы электродвигателей, передаточного механизма усилий и движения к рабочим органам машины и средств управления. В некоторые виды электропривода входят преобразовательные устройства: выпрямители, преобразователи частоты, инверторы.

Электроприводы, применяемые в производственных процессах, делят на три основных типа: групповой (трансмиссионный), одиночный (однодвигательный) и многодвигательный.

Групповым электроприводом называется привод, в котором от одного электродвигателя движение передается группе рабочих машин или механизмов.

Одиноким (одновигательным) электроприводом называется привод, в котором рабочие органы машины или производственного механизма получают движение от отдельного электродвигателя. Различают простой одиночный привод и индивидуально-одиночный. В *одиночном приводе* электродвигатель соединяется с рабочей машиной цепной или ременной передачей через редуктор или с помощью муфт. Примерами одиночного привода служат транспортеры, насосы и др. Одиночные электроприводы могут иметь электродвигатель, встроенный в корпус рабочей машины (электродрель).

Многодвигательным электроприводом называется привод, в котором несколько рабочих органов машины получают движение каждый от своего электродвигателя (например, башенный, мостовой кран).

В многодвигательном электроприводе электродвигатель соединяется с рабочими органами машины с помощью муфт, цепных и ременных передач и редукторов. Многодвигательный электропривод может быть автоматизированным, когда целая система рабочих машин объединяется в общую поточную (технологическую) линию и действует согласованно (например, установки по приготовлению бетоно-растворной смеси). Автоматизированный привод позволяет осуществлять пуск, остановку, изменение скорости и направления движения с помощью аппаратов управления и автоматики.

Электрические приводы могут иметь следующую классификацию:

- по условиям применения – стационарные и передвижные;
- по способу управления – неавтоматизированные, частично автоматизированные и автоматизированные;
- по числу скоростей – односкоростные и многоскоростные;
- по роду тока, используемого электродвигателями – постоянного, однофазного или трехфазного переменного тока.

В электроприводах в качестве приводного устройства применяются трехфазные и однофазные электродвигатели переменного тока, электродвигатели постоянного тока. Самыми распространенными являются трехфазные асинхронные электродвигатели. Они состоят из неподвижного статора и вращающегося ротора. В пазах статора укладываются три фазные обмотки, соединяемые либо в звезду, либо в треугольник и подключаемые к электрической сети. Ротор может иметь короткозамкнутую или фазную обмотку.

У асинхронного электродвигателя скорость (частота) вращения ротора отстает от скорости (частоты) вращения магнитного поля, создаваемого токами фазных обмоток статора.

Параметр, характеризующий отставание ротора от магнитного поля называется *скольжением* и определяется в процентах (s , %).

$$s = \frac{n_1 - n_2}{n_1} 100, \quad (2.1)$$

где n_1 – частота вращения магнитного поля; n_2 – частота вращения ротора.

У синхронного электродвигателя частота вращения ротора совпадает с частотой вращения магнитного поля. Синхронные электродвигатели в приводах строительных машин и механизмов не применяются.

Двигатели постоянного тока применяются в приводах мощных экскаваторов. В строительных машинах и механизмах на строительных площадках двигатели постоянного тока практически не применяются.

2.2. Режимы работы и характеристики асинхронных электродвигателей

Для асинхронного электродвигателя, как асинхронной машины, зависимость частоты вращения от скольжения может быть выражена прямой, изображенной на рис 2.1.

В зависимости от величины скольжения трехфазная асинхронная машина может работать в режиме генератора, в режиме двигателя и в режиме электромагнитного тормоза.

В режиме генератора ($s < 0$) ротор трехфазной асинхронной машины вращается в направлении магнитного поля статора со скоростью вращения большей, чем скорость вращения магнитного поля. Машина преобразует механическую энергию в электрическую и осуществляет ее рекуперацию (передачу, возвращение) в электрическую сеть.

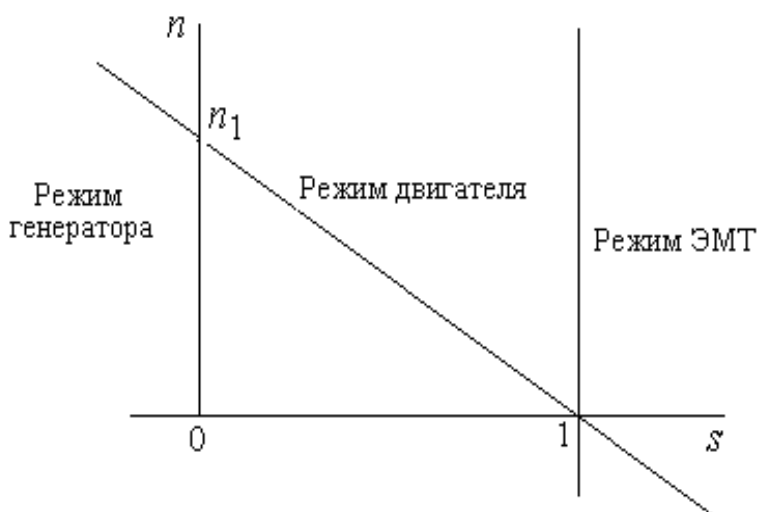


Рис. 2.1. Режимы работы асинхронной машины

В режиме двигателя ($0 < s < 1$) асинхронная машина является преобразователем электрической энергии, потребляемой из сети в механическую энергию на валу машины.

В режиме электромагнитного тормоза (ЭМТ) ($s > 1$) ротор асинхронной машины вращается противоположно направлению магнитного поля. При этом

энергия в асинхронной машине рассеивается в обмотках, на гистерезис и вихревые токи в стали статора и ротора.

Электродвигатели в системах электроприводов могут работать в продолжительном, кратковременном и повторно-кратковременном режимах. При этом наблюдается нагрев токоведущих и соседних с ними частей.

Продолжительный режим (рис.2.2, а) характеризуется практически неизменной или мало меняющейся нагрузкой P в течение времени необходимого для достижения установившегося превышения температуры греющихся частей электродвигателя $\tau_{уст}$ над температурой окружающей среды, которая в рассматриваемом процессе остается неизменной.

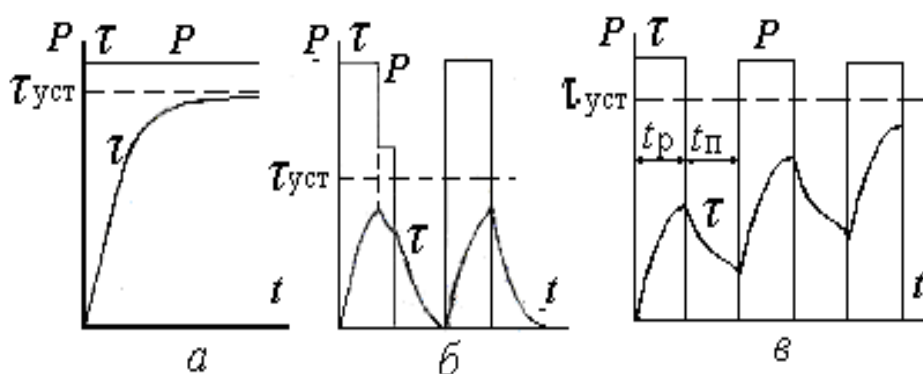


Рис. 2.2. Режимы работы электроприемников: а – продолжительный; б – кратковременный; в – повторно-кратковременный

Кратковременный режим – такой режим, при котором работа с неизменной или изменяющейся нагрузкой P (рис. 2.2, б) продолжается меньшее время, чем требуется для достижения установившейся температуры при неизменной температуре окружающей среды и чередуется с отключениями, во время которых температура греющихся частей электродвигателя успевает снизиться до температуры окружающей среды.

Повторно-кратковременный режим (ПКР) – режим, при котором работа с неизменной нагрузкой чередуется с паузами (рис. 2.2, в). Во время работы температура не успевает достичь установившегося значения, а во время пауз – снизиться до температуры окружающей среды. Повторно-кратковременный режим характеризуется продолжительностью включения (ПВ).

$$ПВ = \frac{t_p}{t_{\text{ц}}} = \frac{t_p}{t_p + t_{\text{п}}} 100\%, \quad (2.2)$$

где t_p – время работы; $t_{\text{п}}$ – время пауз; $t_{\text{ц}}$ – время цикла.

Значение $t_{\text{д}}$ не должно превышать 10 мин. ПВ имеет стандартные значения – 15, 25, 40 и 60%.

В продолжительном режиме работает большинство электродвигателей, обслуживающих технологические линии и агрегаты непрерывных производств, например, электродвигатели компрессоров, насосов, вентиляторов, механизмов непрерывного транспорта.

В кратковременном режиме работают электроприводы вспомогательных механизмов металлорежущих станков, задвижек, затворов и т.п.

В повторно-кратковременном режиме работают электродвигатели подъемно-транспортных механизмов.

Важной характеристикой электродвигателя является его механическая характеристика – зависимость частоты вращения от момента на его валу. На рис. 2.3 приведены механические характеристики различных электродвигателей.

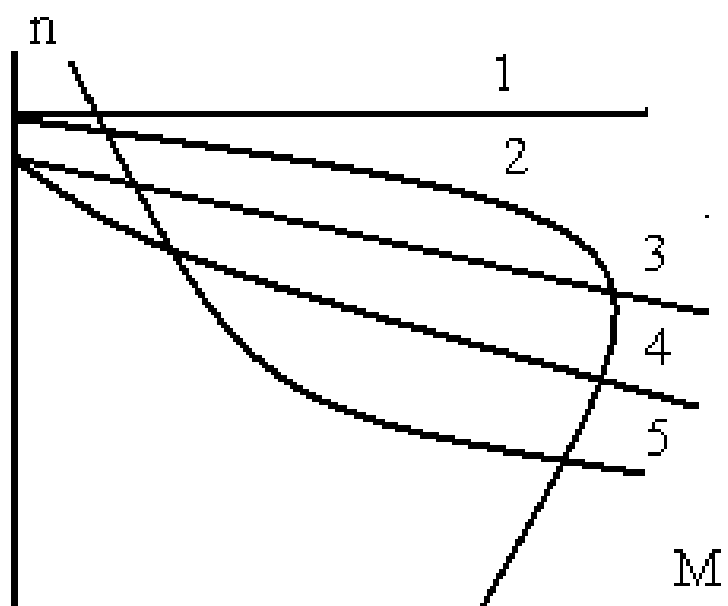


Рис. 2.3. Механические характеристики электродвигателей: 1 – синхронного двигателя; 2 – асинхронного двигателя; 3 – двигателя постоянного тока с параллельным возбуждением; 4 – двигателя постоянного тока со смешанным возбуждением; 5 – двигателя постоянного тока с последовательным возбуждением

Важным критерием оценки механической характеристики является ее жесткость α равная отношению изменения момента к изменению скорости.

$$\alpha = \frac{\Delta M}{\Delta n}.$$

Абсолютно жесткой характеристикой обладают синхронные электродвигатели (прямая 1). Жесткой является характеристика асинхронного электродви-

гателя в ее рабочей части (кривая 2) и характеристика электродвигателя постоянного тока с параллельным возбуждением (прямая 3). Мягкими являются характеристики электродвигателей постоянного тока с последовательным возбуждением (кривая 5) и смешанным возбуждением (кривая 4).

2.3. Уравнение движения электропривода

К валу электродвигателя любого электропривода рабочей машины (производственного механизма) приложена статическая и динамическая нагрузка. Статическая нагрузка обусловлена полезными и вредными сопротивлениями движению (силами резания, трения, массы и т. п.). Динамическая нагрузка возникает при изменении скорости движения каких-либо частей электромеханического устройства.

Режим работы электропривода зависит от соотношения движущих моментов и моментов сопротивления при вращательном движении или движущих сил и сил сопротивления при поступательном движении.

Уравнение движения привода определяется следующим выражением

$$M_{\text{дв}} = M_{\text{ст}} + M_{\text{дин}} = M_{\text{ст}} + J \frac{d\omega}{dt},$$

$$M_{\text{дв}} - M_{\text{ст}} = J \frac{d\omega}{dt}. \quad (2.3)$$

На рис. 2.3 приведены механические характеристики производственных механизмов. Механической характеристикой рабочей машины называется зависимость скорости движения рабочего органа от статического момента на его валу.

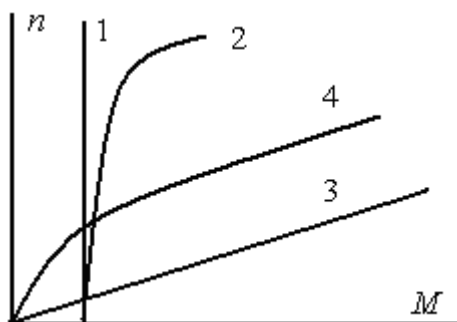


Рис. 2.3. Статические моменты на валу электродвигателя в различных приводах

Статический момент, создаваемый силами трения, силами сопротивления металла при резании на станке не зависит от скорости вращения (прямая 1). Статический момент центробежного насоса с постоянным напором зависит от частоты вращения (кривая 2). Статическая нагрузка на приводе может изменяться линейно (прямая 3) и нелинейно (кривая 4).

При анализе уравнения (2.3) можно выделить следующие случаи состояния привода и производственного механизма:

- электропривод и производственный механизм находятся в установившемся режиме

$$M_{дв} = M_{ст}; \quad \frac{d\omega}{dt} = 0;$$

- электропривод и механизм находятся в состоянии запуска или перехода с меньшей рабочей скорости на большую

$$M_{дв} > M_{ст}; \quad \frac{d\omega}{dt} > 0;$$

- электропривод и механизм находятся в состоянии останова или перехода с большей скорости на меньшую

$$M_{дв} < M_{ст}; \quad \frac{d\omega}{dt} < 0.$$

Динамический момент $M_{дин} = J \frac{d\omega}{dt}$ может быть положительным и отрицательным. Величина J называется *моментом инерции*. Она представляет собой сумму произведений масс отдельных частиц тела на квадрат расстояния соответствующей частицы до оси вращения. Если массу вращающегося тела разделить на n частиц массой m_k каждая, то момент инерции определится выражением

$$J \frac{d\omega}{dt} = \sum_{k=1}^n m_k R_k^2 = m R_{ин}^2, \quad (2.4)$$

где R_k – расстояние от центра соответствующей частицы до оси вращения; $R_{ин}$ – радиус инерции – расстояние от оси вращения, на котором нужно сосредоточить в одной точке всю массу тела, чтобы получить момент инерции равный фактическому моменту при распределенной массе.

Вместо момента инерции в расчетах приводов часто применяют понятие махового момента

$$J = \frac{GD^2}{4g}, \quad \text{откуда} \quad GD^2 = 4Jg, \quad (2.5)$$

где GD^2 – маховой момент; G – масса тела; $D = 2R_{ин}$ – диаметр инерции; g – ускорение силы тяжести.

В каталогах на электродвигатели обычно указывают момент инерции или маховой момент.

Обычно электродвигатель соединяется с рабочими органами машины через передачи или редукторы.

При расчетах сложной системы привода с вращательным или поступательным движением и с различными скоростями движения отдельных элементов этой системы целесообразно заменить ее приведенной системой.

$$M_{ст} \omega_{дв} = M_{рм} \omega_{рм},$$

откуда

$$M_{\text{ст}} = M_{\text{рм}} \frac{\omega_{\text{рм}}}{\omega_{\text{дв}}} = M_{\text{рм}} \frac{1}{K_{\text{пер}}}, \quad (2.6)$$

где $M_{\text{ст}}$ – статический момент рабочей машины, приведенный к валу электродвигателя; $M_{\text{рм}}$ – статический момент на валу рабочей машины; $K_{\text{пер}} = \frac{\omega_{\text{дв}}}{\omega_{\text{рм}}}$.

Для рабочей машины с поступательным движением $M_{\text{ст}} \omega_{\text{дв}} = F_{\text{рм}} v_{\text{рм}}$ или

$$M_{\text{ст}} = F_{\text{рм}} \frac{v_{\text{рм}}}{\omega_{\text{дв}}}, \quad (2.7)$$

где $F_{\text{рм}}$ – усилие на рабочем органе машины; $v_{\text{рм}}$ – скорость перемещения рабочего органа машины.

Приведенный момент инерции системы

$$J_{\text{пр}} = J_{\text{дв}} + J_{\text{рм}} \frac{1}{K_{\text{пер}}^2}. \quad (2.8)$$

Для определения момента пользуются формулой

$$M_{\text{дв}} = \frac{P}{\omega_{\text{дв}}},$$

откуда мощность электродвигателя

$$P = M_{\text{дв}} \omega_{\text{дв}}. \quad (2.9)$$

Если момент выражен в Нм, а частота вращения ротора в об/мин, то

$$P = \frac{M_{\text{дв}} n}{9550}.$$

2.4. Переходные процессы в электроприводе

Работа электропривода сопровождается переходными режимами. *Переходным режимом* называется процесс перехода электропривода от одного установившегося состояния к другому, когда одновременно изменяются скорость, момент и ток двигателя, а также скорость и моменты всех звеньев кинематической цепи. К переходным режимам относятся пуск, торможение, реверс и переход с одной скорости на другую. Часто бывает необходимо знать время переходного процесса, скорости перемещения подвижных частей.

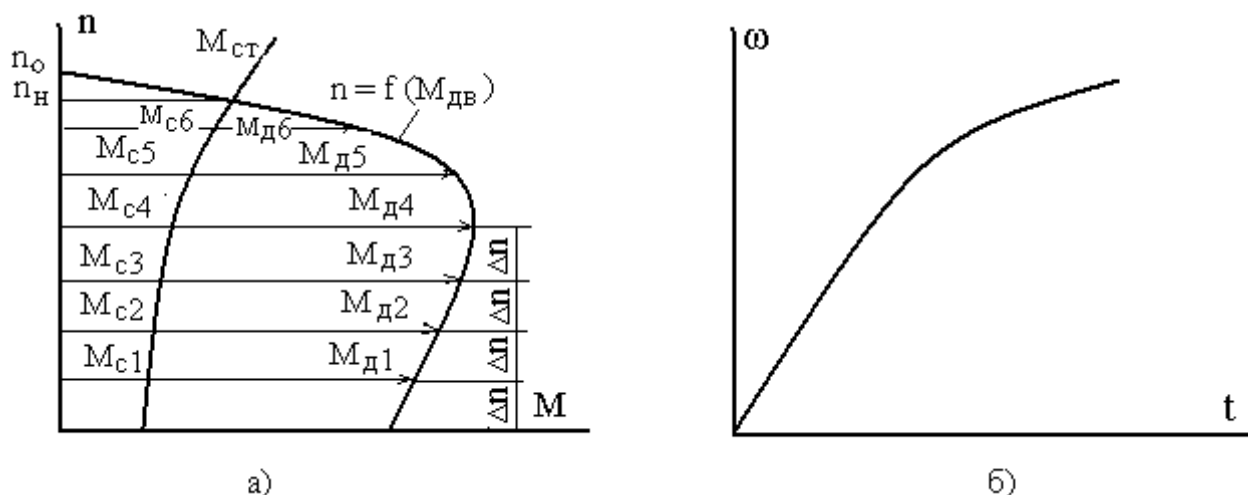


Рис. 2.4. Графики для определения времени переходных процессов (а) и скорости движения подвижных частей (б)

Для определения времени переходного процесса необходимо решить уравнение движения $M_{дв} - M_{ст} = J \frac{d\omega}{dt}$ относительно времени t . Аналитическое решение связано с рядом трудностей, так как движущий момент и момент сопротивления являются сложной функцией скорости.

Широко используется приближенный графоаналитический метод расчета. Исходными являются график момента сил сопротивления на валу электродвигателя и его механическая характеристика.

При определении времени переходного процесса графики моментов разбиваются на равные участки с приращением скорости Δn , определяющие средние значения моментов $M_{дв}$ и $M_{ст}$. На каждом участке определяют время Δt , заменяя $d\omega$ на $\Delta\omega$

$$\Delta t = \frac{J \Delta \omega}{M_{дв} - M_{ст}} = \frac{J \Delta n}{9550 (M_{дв} - M_{ст})}. \quad (2.10)$$

Время пуска двигателя определится как сумма времен на каждом участке

$$\Delta t = \Delta t_1 + \Delta t_2 + \dots + \Delta t_k,$$

где k – количество участков разбиения.

Изменение скорости перемещения подвижных частей во времени определяют из уравнения движения

$$\Delta \omega = \frac{M_{дв} - M_{ст}}{J} \Delta t. \quad (2.11)$$

Скорость определяется для каждого участка разбиения. Результаты расчета заносятся в таблицу и по ним можно построить график скорости движения во времени (рис. 2.4, б).

2.5. Выбор электродвигателя для электропривода

Правильный выбор электродвигателя для привода должен обеспечивать необходимую производительность машины или механизма, надежность работы, экономичность и безопасность обслуживания. Особое внимание при выборе электродвигателя обращается на его номинальную мощность. Применение двигателя меньшей мощности не обеспечивает производительности и надежности, приводит к повышенному нагреву обмоток и старению изоляции. Применение двигателя большей мощности вызывает дополнительный расход электроэнергии, увеличение капитальных вложений и габаритов установки.

В процессе работы электродвигатель должен нагреваться не выше допустимой температуры, допускать кратковременные перегрузки и развивать необходимый для рабочей машины момент. Двигатель выбирается по условиям нагрева и проверяется по условиям пуска.

Выбор мощности электродвигателя, работающего в продолжительном режиме, производится обычно по каталогу. Мощность (момент) двигателя должна быть равна или больше мощности (момента) нагрузки.

$$P_{\text{дв}} \geq P_{\text{н}}; \quad M_{\text{дв}} \geq M_{\text{н}}.$$

Мощность двигателя может быть определена, если известен момент на валу машины

$$P = \frac{M n_{\text{дв}}}{9550},$$

где $n_{\text{дв}}$ – скорость вращения двигателя с учетом коэффициента передачи.

Мощность, необходимая для обеспечения работы отдельных видов машин может быть определена по известным формулам, например, по производительности машин, по удельным показателям.

Для механизмов, работающих с переменной нагрузкой (рис. 2.5), мощность электродвигателя определяется по эквивалентной мощности.

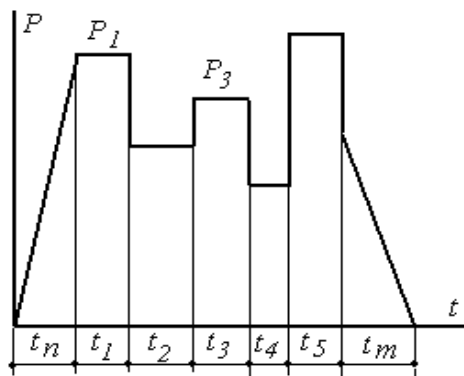


Рис. 2.5. График работы машины с переменной нагрузкой

$$P_{\text{э}} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_k^2 t_k}{t_1 + t_2 + \dots + t_k}}. \quad (2.12)$$

Эквивалентная мощность может быть определена с учетом переходных режимов

$$P_{\text{э}} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_k^2 t_k}{0.75 t_n + t_1 + t_2 + \dots + t_k + 0.75 t_m + 0.5 t_o}}, \quad (2.13)$$

где t_1, t_2, t_k – время работы электродвигателя на каждой ступени переменной нагрузки; t_n – время пуска; t_m – время торможения; t_o – время пауз.

Аналогично определяются эквивалентный момент, эквивалентный ток.

Выбор мощности электродвигателя для кратковременного режима (рис. 2.6) производится по эквивалентному моменту или эквивалентной мощности. Если график задан моментом, изменяющимся во времени, то определяется эквивалентный момент

$$M_{\text{э}} = \sqrt{\frac{M_1^2 t_1 + M_2^2 t_2}{t_1 + t_2}}. \quad (2.14)$$

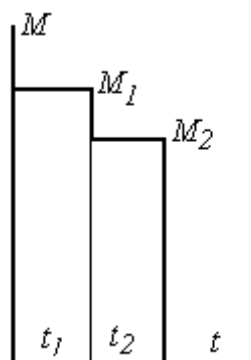


Рис. 2.6. График работы машины
в кратковременном режиме

По эквивалентному моменту определяется эквивалентная мощность двигателя

$$P_{\text{э}} = \frac{M_{\text{э}} n}{9550}.$$

Номинальная мощность электродвигателя должна быть равна или больше мощности эквивалентной.

$$P_{\text{ном}} \geq P_{\text{э}}.$$

Выбор мощности электродвигателя для повторно-кратковременного режима производится следующим образом. Определяется продолжительность включения по (2.1), которая приводится к ближайшему стандартному значению. Если ПВ < 0,15, то электродвигатель выбирают для кратковременного ре-

жима. Если $ПВ > 0,6$, то двигатель можно выбрать для продолжительного режима работы. Если электродвигатель, предназначенный для работы в повторно – кратковременном режиме, будет использоваться в продолжительном режиме, то его эквивалентная мощностью продолжительного режима ($ПВ = 100\%$) определится формулой

$$P = P_{пв} \sqrt{ПВ}, \quad (2.15)$$

где P – мощность, соответствующая продолжительному режиму; $P_{пв}$ – мощность при заданной ПВ.

При работе в ПКР (рис.2.7) определяется эквивалентная мощность

$$P_э = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + P_3^2 t_3}{t_1 + t_2 + t_3 + t_0}}. \quad (2.16)$$

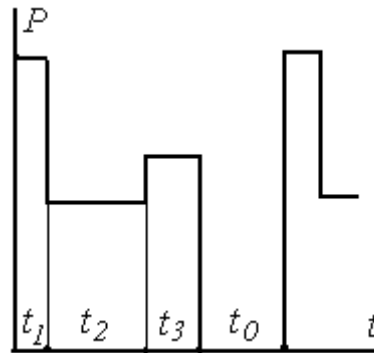


Рис. 2.7. График работы машины в ПКР

По каталогу выбирается номинальная мощность двигателя, соответствующая ближайшей ПВ.

Выбранный по каталогу электродвигатель для кратковременного режима и ПКР проверяется на перегрузочную способность

$$P_{ном} = \frac{P_{мах}}{\lambda_m}, \quad (2.17)$$

где $P_{мах}$ – максимальная мощность двигателя по графику нагрузки (максимальная мощность двигателя, потребляемая из сети в процессе работы); λ_m – максимальная перегрузочная способность двигателя по максимальному моменту.

Максимальный момент, развиваемый двигателем должен быть равен или больше наибольшего момента нагрузки приблизительно до 20%.

$$M_{мах.дв} \geq 1,2 M_{нб.н.} \quad (2.18)$$

При выборе электродвигателя необходимо определиться с частотой вращения вала электродвигателя. Частота вращения двигателя зависит от частоты вращения вала рабочей машины или скорости перемещения ее рабочих органов. Более экономичными являются высокоскоростные электродвигатели. Для согласования работы высокоскоростного электродвигателя с тихоходной машиной часто используются редукторы.

Для привода станков ремонтных мастерских применяют двигатели общего промышленного применения.

Для привода машин с тяжелыми условиями пуска, с большими статическими и инерционными нагрузками применяют двигатели с повышенным пусковым моментом.

Двигатели с повышенным скольжением выбирают для ПКР работы (лебедки, подъемно-транспортные механизмы).

Для привода механизмов со ступенчатым регулированием скорости можно выбирать многоскоростные электродвигатели.

В условиях повышенной запыленности применяют пылезащищенные двигатели и двигатели с повышенным пусковым моментом.

Конструктивное исполнение электродвигателя выбирается в зависимости от условий окружающей среды и способа соединения электродвигателя с рабочей машиной.

2.6. Схемы управления электроприводами

Управление приводами включает в себя пуск электродвигателя в работу, регулирование скорости вращения, изменение направления вращения, торможение и останов электродвигателя. Для управления приводами применяются электрические коммутационные аппараты, такие как автоматические и неавтоматические выключатели, контакторы и магнитные пускатели. Для защиты электродвигателей от ненормальных режимов (перегрузок и коротких замыканий) применяются автоматические выключатели, предохранители и тепловые реле.

Управление электродвигателями с короткозамкнутым ротором. На рис. 2.8 приведена схема управления асинхронным двигателем с короткозамкнутым ротором с помощью магнитного пускателя.

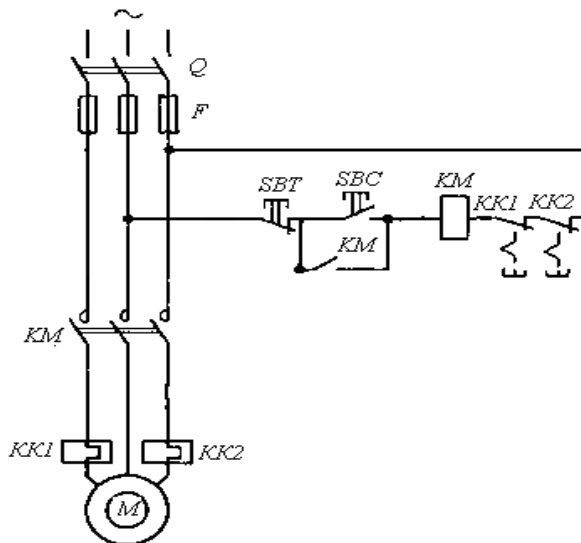


Рис. 2.8. Схема управления асинхронным электродвигателем с короткозамкнутым ротором с помощью магнитного пускателя: Q – выключатель; F – предохранитель; KM – магнитный пускатель, $KK1$, $KK2$ – тепловое реле; SBC – кнопочный выключатель включения двигателя; SBT – кнопочный выключатель отключения двигателя

Магнитные пускатели широко применяются для двигателей мощностью до 100 кВт. Они применяются в продолжительном и повторно-кратковременном режиме работы привода. Магнитный пускатель позволяет осуществлять дистанционный пуск. Для включения электродвигателя M первым включается выключатель Q . Пуск двигателя в работу осуществляется включением кнопочного выключателя SBC . Катушка (электромагнит включения) магнитного пускателя KM получает питание от сети и замыкает контакты KM в главной цепи и в цепи управления. Вспомогательный контакт KM в цепи управления шунтирует кнопочный выключатель SBC и обеспечивает продолжительную работу привода после снятия нагрузки нажатия с кнопочного выключателя. Для защиты электродвигателя от перегрузки в магнитном пускателе имеются тепловые реле $KK1$ и $KK2$, включаемые в две фазы электродвигателя. Вспомогательные контакты этих реле включаются в цепь питания катушки KM магнитного пускателя. Для защиты от коротких замыканий в каждой фазе главной цепи электродвигателя устанавливаются предохранители F . Предохранители могут устанавливаться и в цепи управления. В реальных схемах неавтоматический выключатель Q и предохранители F могут быть заменены автоматическим выключателем. Отключение электродвигателя осуществляется нажатием на кнопочный выключатель SBT .

Простейшая схема управления электродвигателем может иметь только неавтоматический выключатель Q и предохранители F или автоматический выключатель.

Во многих случаях при управлении электроприводом необходимо изменять направление вращения электродвигателя. Для этого применяются реверсивные магнитные пускатели.

На рис. 2.9 приведена схема управления асинхронным электродвигателем с короткозамкнутым ротором с помощью реверсивного магнитного пускателя. Для включения электродвигателя M должен быть включен выключатель Q . Включение электродвигателя для одного направления, условно «Вперед», производится нажатием кнопочного выключателя $SBC1$ в цепи питания катушки $KM1$ магнитного пускателя. При этом катушка (электромагнит включения) магнитного пускателя $KM1$ получает питание от сети и замыкает контакты $KM1$ в главной цепи и в цепи управления. Вспомогательный контакт $KM1$ в цепи управления шунтирует кнопочный выключатель $SBC1$ и обеспечивает продолжительную работу привода после снятия нагрузки нажатия с кнопочного выключателя.

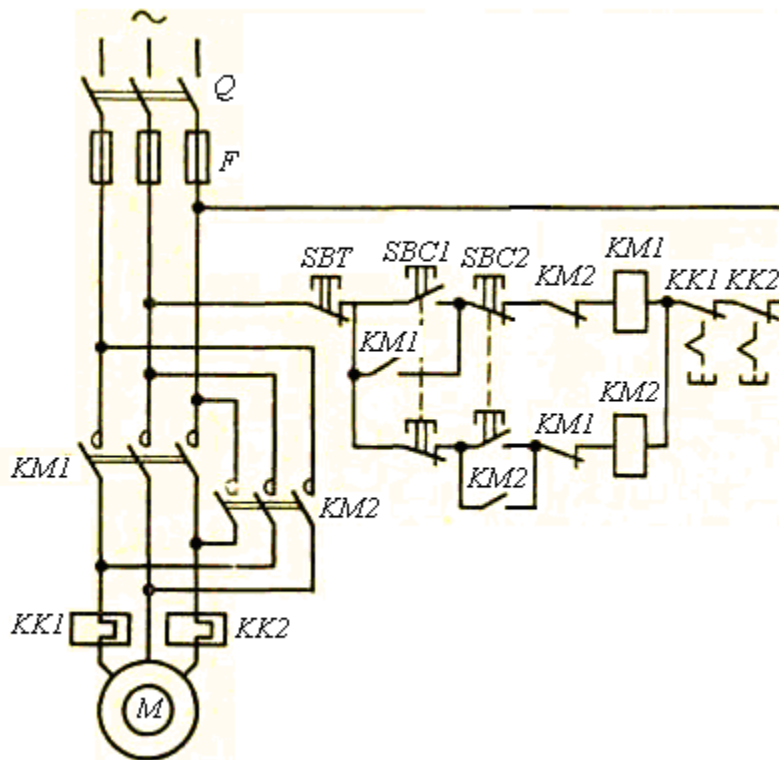


Рис. 2.9. Схема управления асинхронным электродвигателем с короткозамкнутым ротором с помощью реверсивного магнитного пускателя: Q – выключатель; F – предохранитель; $KM1$, $KM2$ – магнитный пускатель, $KK1$, $KK2$ – тепловое реле; $SBC1$, $SBC2$ – кнопочный выключатель включения двигателя; SBT – кнопочный выключатель отключения двигателя

Для пуска электродвигателя в противоположном направлении, условно «Назад», необходимо нажать кнопочный выключатель $SBC2$. Кнопочные выключатели $SBC1$ и $SBC2$ имеют электрическую блокировку, исключающую возможность одновременного включения катушек $KM1$ и $KM2$. Для этого в цепь катушки $KM1$ включается вспомогательный контакт пускателя $KM2$, а в цепь катушки $KM2$ – вспомогательный контакт $KM1$.

Для отключения электродвигателя от сети при его вращении в любом направлении необходимо нажать на кнопочный выключатель SBT . При этом цепь любой катушки и $KM1$ и $KM2$ разрывается, их контакты в главной цепи электродвигателя размыкаются, и электродвигатель останавливается.

Схема реверсивного включения может в обоснованных случаях применяться для торможения двигателя противовключением.

Управление электродвигателями с фазным ротором. На рис. 2.10 приведена схема управления асинхронным двигателем с фазным ротором.

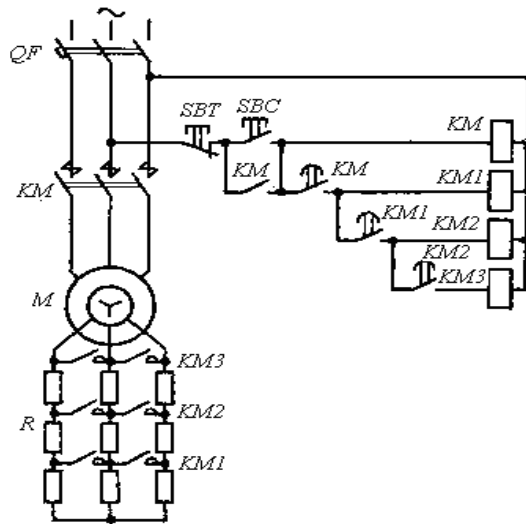


Рис. 2.10. Схема управления асинхронным двигателем с фазным ротором: QF – выключатель; KM – магнитный пускатель в цепи статора, $KM1$ – $KM3$ – магнитный пускатель ускорения; SBC – кнопочный выключатель включения двигателя; R – пусковой реостат; SBT – кнопочный выключатель отключения двигателя

В приведенной схеме защита двигателя M от коротких замыканий и перегрузок осуществляется автоматическим выключателем QF . Для уменьшения пускового тока и увеличения пускового момента в цепь ротора включен трехступенчатый пусковой реостат R . Количество ступеней может быть различным. Пуск электродвигателя осуществляется линейным контактором KM и контакторами ускорения $KM1$ – $KM3$. Контактторы снабжены реле времени. После включения автоматического выключателя QF кнопочным выключателем SBC включается линейный контактор KM , который мгновенно замыкает свои контакты в главной цепи и шунтирует контакты кнопочного выключателя SBC . Двигатель начинает вращаться при полностью введенном пусковом реостате R (механическая характеристика 1 на рис. 2.11). Точка Π является точкой трогания.

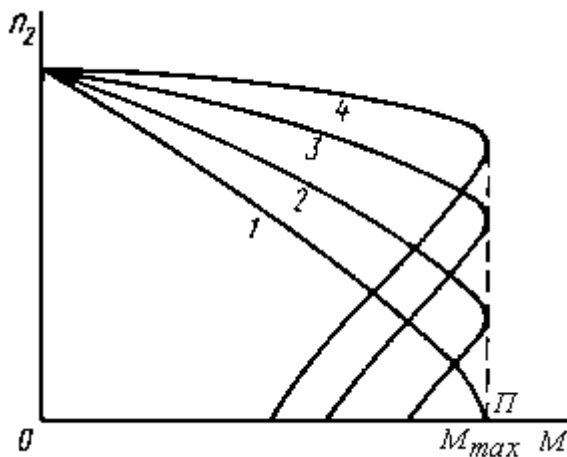


Рис. 2.11. Механические характеристики асинхронного двигателя с фазным ротором: 1, 2, 3 – при включении ступеней пускового реостата; 4 – естественная; Π – точка пуска;

Контакт реле времени KM в цепи катушки контактора $KM1$ с выдержкой времени t_1 (рис. 2.12) включает контактор $KM1$, который замыкает контакты первой ступени в цепи пускового реостата. С выдержкой времени t_2 включается контактор $KM2$. Аналогично проходит процесс переключения ступеней пускового реостата R до перехода электропривода на естественную характеристику (кривая 4).

Изменение тока статора I_n и частоты вращения ротора n_2 во время пуска электродвигателя показано на рис. 2.12.

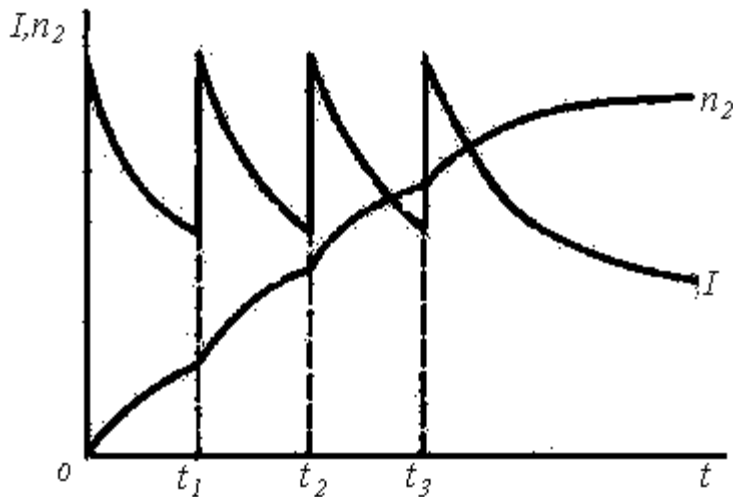


Рис. 2.12. Изменение тока статора и частоты вращения ротора асинхронного двигателя с фазным ротором во время пуска

На естественной характеристике ток статора и частота вращения ротора достигают номинальных значений.

Остановка электродвигателя осуществляется кнопчным выключателем SBT.

Электрическая блокировка в приводах. В многодвигательных приводах или приводах механизмов, связанных общей технологической зависимостью, должна быть обеспечена определенная очередность включения и отключения электродвигателей. Это достигается применением механической или электрической блокировки. Электрическая блокировка осуществляется путем применения дополнительных вспомогательных контактов коммутационных аппаратов, участвующих в управлении приводами. На рис. 2.13 приведена схема блокировки последовательности пуска и остановки двух электродвигателей.

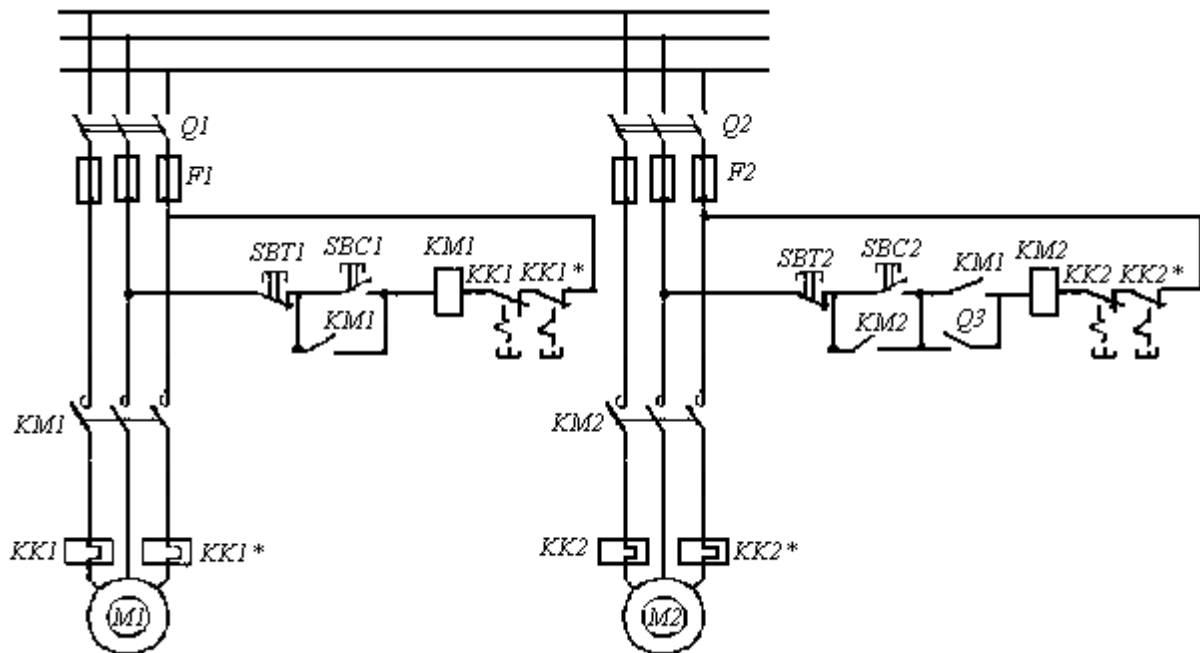


Рис. 2.13. Схема блокировки последовательности управления двух электродвигателей: $Q1, Q2$ — выключатель; $F1, F2$ — предохранитель; $KM1, KM2$ — магнитный пускатель, $KK1, KK2$ — тепловое реле; $SBC1, SBC2$ — кнопчный выключатель включения двигателя; $SBT1, SBT2$ — кнопчный выключатель отключения двигателя; $Q3$ — вспомогательный выключатель

В схеме исключена возможность пуска электродвигателя $M2$ раньше пуска двигателя $M1$. Для этого в цепь управления магнитного пускателя $KM2$, осуществляющего пуск и остановку электродвигателя $M2$, включен замыкающий вспомогательный контакт $KM1$, связанный с пускателем $KM1$. В случае остановки электродвигателя $M1$ этот же контакт произведет автоматическое отключение двигателя $M2$. При необходимости самостоятельного пуска электродвигателя при опробовании механизма в цепи управления имеется выключатель $Q3$, который необходимо предварительно замкнуть. Включение электродвигателя $M2$ осуществляется кнопочным выключателем $SBC2$, а отключение – $SBT2$. Включение двигателя $M1$ осуществляется выключателем $SBC1$, а отключение – $SBT1$. При этом отключается и выключатель $M2$.

Регулирование скорости рабочего органа машины или механизма. Скорость рабочего органа машины можно изменить за счет применения редукторов или путем изменения частоты вращения электродвигателя. Частоту вращения электродвигателя можно изменить несколькими способами. В строительных машинах и механизмах применяют редукторы с зубчатой, ременной и цепной передачами, позволяющими изменять передаточное число. В приводах, где применяются двигатели с короткозамкнутым ротором, частоту вращения электродвигателя изменяют путем изменения числа пар полюсов. Для этих целей применяют либо электродвигатель с двумя обмотками статора, каждая из которых имеет разное количество пар полюсов, либо электродвигатель с переключением секций фазных обмоток статора.

Возможно регулирование частоты вращения изменением напряжения на обмотке статора. Для этих целей используются автотрансформаторы с плавным регулированием напряжения, магнитные усилители, тиристорные регуляторы напряжения.

3. ЭЛЕКТРОНАГРЕВ В СТРОИТЕЛЬНОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

В электротермических процессах на строительных объектах широко используется нагрев материала за счет энергии, выделившейся в сопротивлении проводника. Установки низкотемпературного нагрева применяются для нагрева воздуха, воды, сушки строительных материалов. По способу выделения тепла нагреваемому телу различают прямой и косвенный нагрев.

Прямой нагрев заключается в пропускании электрического тока по нагреваемому телу. Прямой нагрев, в свою очередь, делят на два способа – электроконтактный и электродный. Электроконтактный способ применяется для нагрева металлических тел, обладающих электронной проводимостью.

Электродный способ применяется для нагрева проводящих сред, обладающих ионной проводимостью (нагрев воды, растворов, бетона). При получении горячей воды для технологических нужд в строительстве, а также для отопления производственных и подсобных помещений применяют электродные водогрейные установки. Электродные котлы также применяют для получения

пара при стерилизации посуды в столовых. Электроды изготавливают из титана, нержавеющей и углеродистой стали, но не допускается применять медь, алюминий из-за низкой коррозионной стойкости и опасности загрязнения нагреваемой среды продуктами коррозии электродных материалов.

3.1. Электрические установки нагрева воды

Электродные водонагреватели. В водонагревателях и паровых котлах используются электродные системы с плоскопараллельными, дугообразными и коаксиальными цилиндрическими электродами. При электродном способе нагрева используется только переменный ток (трехфазный или однофазный) во избежание электролиза воды. Трехфазный ток применяется в установках мощностью 25 и более кВт.

На рис. 3.1 показано устройство электродного котла с пластинчатыми электродами. В цилиндрическом корпусе 2 водонагревателя имеются входной патрубок 3, через который поступает холодная вода в водонагреватель, и выходной патрубок 1 для выхода горячей воды. Вода нагревается при прохождении между плоскими электродами, собранными в пакет 6. Электродные пластины изолированы друг от друга фторопластовыми втулками. Напряжение на пластины подается от сети переменного трехфазного тока через три токоведущие шпильки 5, проходящие через изоляторы 4, с помощью которых пластины изолируются от дна корпуса.

Регулирование мощности, потребляемой водонагревателем с помощью пакета диэлектрических пластин 7, помещенных в верхней части котла. Пакет диэлектрических пластин перемещается вертикально штурвалом 8. Перемещение пластин 7 происходит в зазорах между электродными пластинами 6.

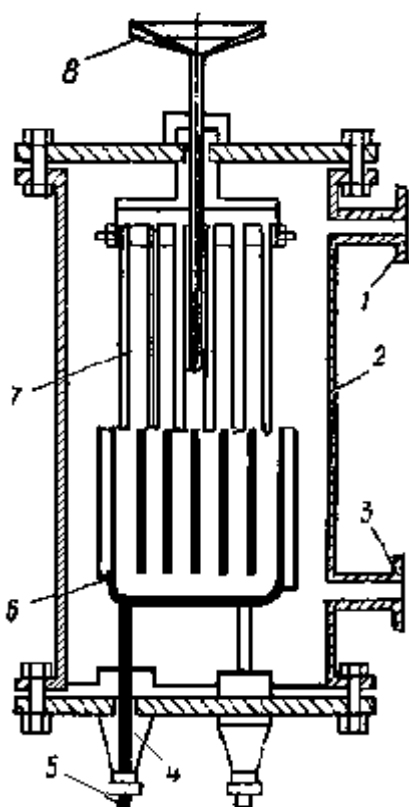


Рис. 3.1. Устройство электродного котла: 1 – выходной патрубок; 2 – корпус; 3 – входной патрубок; 4 – изолятор; 5 – шпилька; 6 – электродные пластины; 7 – диэлектрические пластины

Электродные электрические установки применяют также для нагрева почвы, бетона на строительных объектах в зимнее время. Нагрев электропроводящей среды, находящейся между электродами происходит в результате прохождения через нее электрического тока, при этом влага, находящаяся в нагреваемой среде, испаряется. При прогреве бетона электроды (стальная проволока или лента) остаются в затвердевшем бетоне, концы их срезаются. Для нагрева почвы применяются переносные электроды.

Электрические элементные водонагреватели. При косвенном нагреве передача тепловой энергии к нагреваемому телу осуществляется путем теплопроводности, конвекции и излучения от специально нагретого устройства (нагревателя) при протекании по нему электрического тока. В качестве греющих элементов используются резистивные сопротивления, выполненные в виде проволочных или ленточных зигзагов или спиралей из материалов с высоким удельным электрическим сопротивлением, которые крепят на керамических стержнях, трубах или изоляторах в воздушном потоке.

Различают нагреватели открытого, защищенного и герметического исполнения. В нагревателях открытого исполнения греющий элемент (резистор) размещают непосредственно в нагреваемой среде (воде).

В нагревателях защищенного исполнения греющий элемент размещают в защитном корпусе, предохраняющем его от механических повреждений и изолирующем от нагреваемой среды.

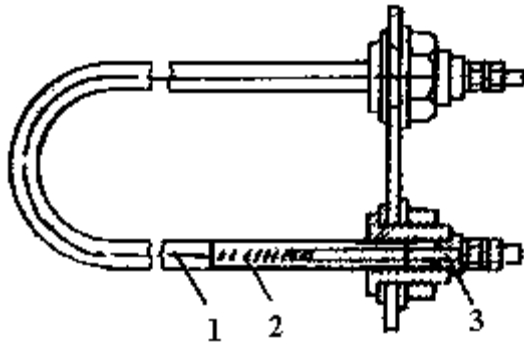


Рис. 3.2. Трубчатый электронагреватель
ТЭН: 1 – металлическая трубка;
2 – спираль; 3 – выводы

Наиболее эффективными являются герметические трубчатые электронагреватели (ТЭН) (рис. 3.2). Они применяются для нагрева воды, воздуха, газов, пищевых жиров, минеральных масел. ТЭН состоит из металлической трубки 1, внутри которой в электроизоляционном наполнителе запрессована нихромовая спираль 2, концы которой приварены к выводам в виде стержней 3. В зависимости от назначения ТЭНа трубка может изготавливаться из нержавеющей стали (для нагрева воздуха, воды), меди или латуни (для слабых растворов щелочей и кислот), углеродистой стали (другие случаи).

В качестве наполнителя применяют кристаллическую окись магния. После засыпки наполнителя трубку опрессовывают и придают ей нужную форму. ТЭНы выпускаются мощностью от 100 Вт до 2,5 кВт на напряжение 12–380 В. Наибольшая температура наружной поверхности до 700°C.

На рис. 3.3 показан электрический водонагреватель с использованием ТЭНов для нагрева воды.

Бак электроводонагревателя (рис. 3.3, а) выполнен в виде цилиндрического резервуара 7, вокруг которого расположен слой теплоизоляции 6, закрытый кожухом 5. В нижней части резервуара закреплены три ТЭНа 9. Сверху резервуар закрыт крышкой 4. Для контроля температуры водонагреватель снабжен термометром 3 и температурным датчиком с температурным реле 8, с помощью которых поддерживается постоянная температура и обеспечивается автоматический режим работы. Подача холодной воды в резервуар осуществляется снизу через приточный патрубок с обратным клапаном 10. Вода нагревается до 90° С и под давлением холодной воды поднимается вверх. Разбор горячей воды из бака осуществляется путем перелива через разборный патрубок 2. При необходимости слива воды из бака открывается сливной кран 11, благодаря чему вода по трубопроводу 12 переливается в водосборник.

Для обеспечения безопасности при возможном взрыве паров воды водонагреватель имеет предохранительный клапан 1.

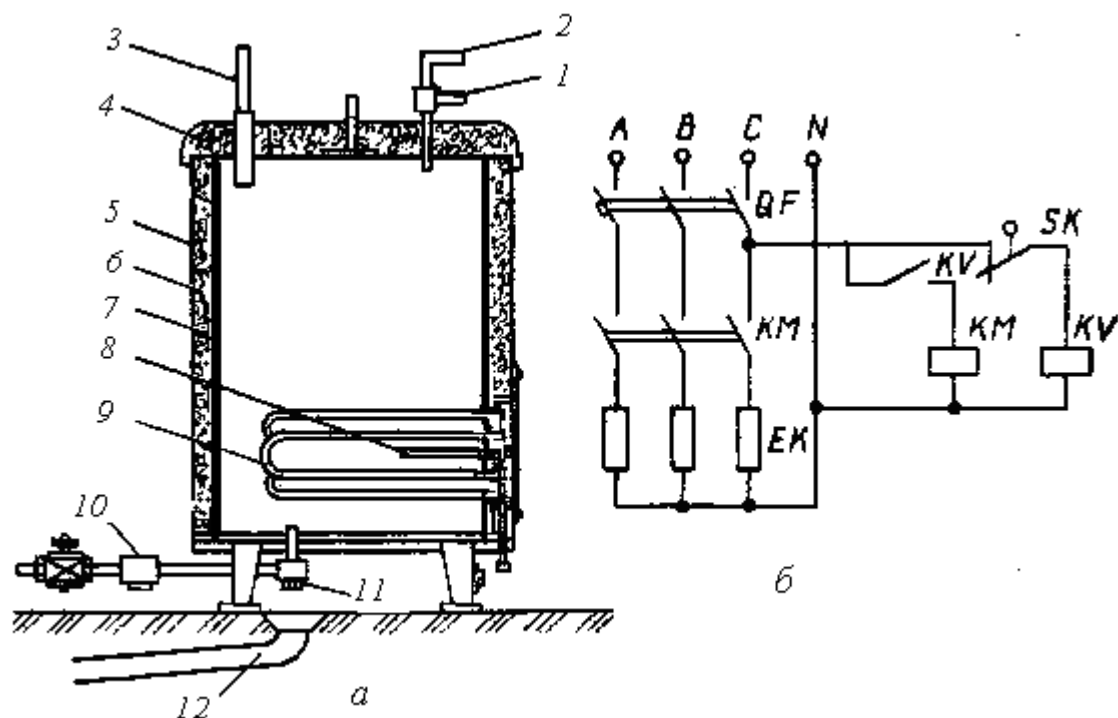


Рис. 3.3. Водонагреватель: а – общий вид; б – электрическая схема; 1 – предохранительный клапан; 2 – разборный клапан; 3 – термометр; 4 – крышка; 5 – кожух; 6 – теплоизоляция; 7 – резервуар; 8 – термодатчик с температурным реле; 9 – ТЭН; 10 – обратный клапан; 11 – сливной кран; 12 – трубопровод; QF – автоматический выключатель; SK – контакт температурного датчика; KV – реле напряжения; KM – магнитный пускатель; EK – нагревательные элементы (ТЭНы).

Управление водонагревателем осуществляется аппаратами, смонтированными в станции управления. Схема управления показана на рис. 3.3, б.

Водонагреватель включается в электрическую сеть автоматическим выключателем *QF* (АЕ2000, ВА50). Через замкнутый контакт *SK* температурного датчика включается катушка реле *KV*, включающая своим контактом катушку магнитного пускателя *KM*. При этом главные контакты пускателя *KM* включают нагревательные элементы *EK*.

При повышении температуры выше 90°C срабатывает температурный датчик, размыкающий контакт *SK*. Цепь реле *KV* размыкается и магнитный пускатель отключает ТЭНы. При снижении температуры ниже заданной контакты датчика снова замыкаются и происходит включение нагревательных элементов.

3.2. Электрические установки для обогрева

Электрический обогрев применяется для поддержания температуры в производственных и административных помещениях, мастерских и лабораториях для создания микроклимата. Для этих целей применяются калориферные установки с вентиляторами.

Нагрев воздуха с помощью электрокалориферных установок обеспечивается применением оребренных ТЭНов и вентилятора, обдувающего нагревательные элементы. ТЭНы расположены в несколько рядов. Каждый ряд представляет собой секцию, в которой нагреватели соединены в звезду. Переключение секций выполняется автоматически и вручную в зависимости от температуры обогреваемого помещения. Питание калорифера осуществляется от электрической сети напряжением 380/220 В.

На рис. 3.4 показана электрокалориферная установка. Камера 1 с ТЭНами соединяется через переходной патрубок 2 и мягкую (брезентовую) вставку 3 с вентилятором 4, который приводится во вращение электродвигателем 5. Все элементы установки размещаются на раме 6 и снабжаются виброгасителями 7. Брезентовая вставка необходима для предотвращения вибрации калорифера при работе вентилятора.

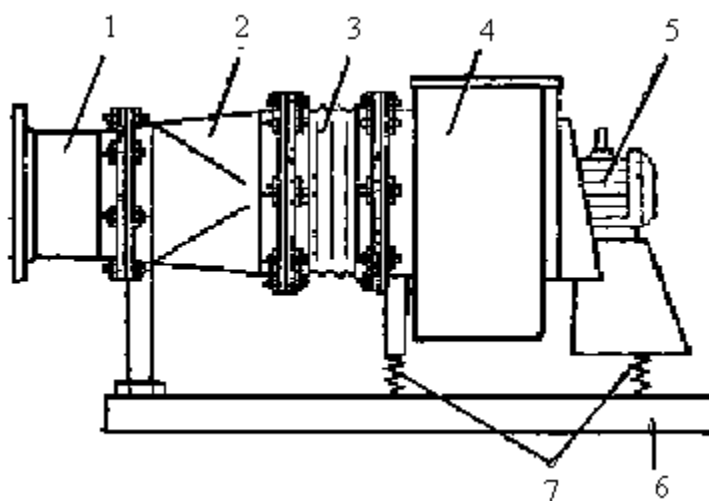


Рис. 3.4. Электрокалориферная установка: 1 – камера с ТЭНами; 2 – переходный патрубок; 3 – брезентовая вставка; 4 – вентилятор; 5 – электродвигатель

Холодный воздух через заборное устройство забирается вентилятором и, омывая нагретые ТЭНы, прогоняется по воздухопроводу. Нагретый воздух подается в помещение или в распределительную систему воздухопроводов. Подача нагретого воздуха в воздухопроводы регулируется заслонкой (шибером).

3.3. Электропрогрев бетона

При производстве бетонных работ в зимнее время широко применяется электропрогрев бетона, что является одним из направлений ускоренного строительства с возведением монолитных железобетонных конструкций.

В настоящее время при отсутствии надежных и недорогих химических добавок – ускорителей твердения бетона — технология зимнего бетонирования

в основном базируется на применении метода прогрева бетона с помощью специальных трансформаторов прогрева бетона с его последующим выдерживанием до достижения нормативных значений критической и распалубочной прочности.

Такая технология ценой дополнительных энергозатрат обеспечивает возможность:

- сократить сроки строительства в 5-10 раз;
- эффективно использовать трудовые ресурсы и оборудование, в частности, опалубку;
- применять более дешевые бездобавочные бетонные смеси;
- исключить замерзание бетона в раннем возрасте и гарантировать требуемое высокое качество возводимых конструкций.

Одним из наиболее экономичных (с точки зрения затрат энергии) и доступных способов электротермообработки бетона является способ электропрогрева. Для прогрева используются электроды, которые по способу укладки делятся на внутренние и поверхностные. Внутренние электроды выполняются в виде полос и стержней арматурной или сортовой стали или в виде струн, закладываемых внутрь прогреваемого тела. К поверхностным, укладываемых по его поверхности, относятся пластинчатые, полосовые и нашивные электроды. Стержневые и струнные электроды изготавливаются из обрезков арматурной стали диаметром 6–10 мм. Струнные электроды укладываются в опалубку перед бетонированием параллельно оси конструкции длиной 2,5–3 м. Стержневые электроды устанавливаются перпендикулярно плоскости бетонирования. Концы электродов должны выступать из конструкции на 5–6 см для присоединения монтажных проводников. При прогреве бетон включается в электрическую цепь как бы в качестве проводника. При этом электрическая энергия превращается в тепловую непосредственно в самом бетоне, что сводит к минимуму потери. В зависимости от мощности электрического тока можно нагреть бетон до температуры 100 градусов, причем за любой промежуток времени – от нескольких минут до нескольких часов. Таким образом, появились широкие возможности выбирать оптимальные режимы подогрева бетона и благодаря этому обеспечить высокую производительность технологических линий и монолитного строительства. Электродный прогрев мелких железобетонных конструкций не рекомендуется.

На рис. 3.5 показано размещение электродов при прогреве железобетонной конструкции. Несущий каркас конструкции, сваренный из прутков арматурной стали 1, заключен в дощатую опалубку 6, в которую закладывается бетон. Для прогрева бетона устанавливаются струнные электроды 4 и стержневые электроды 5. При бетонировании бетон уплотняется с помощью вибраторов. После укладки бетона он покрывается толем 2 и засыпается слоем опилок 3.

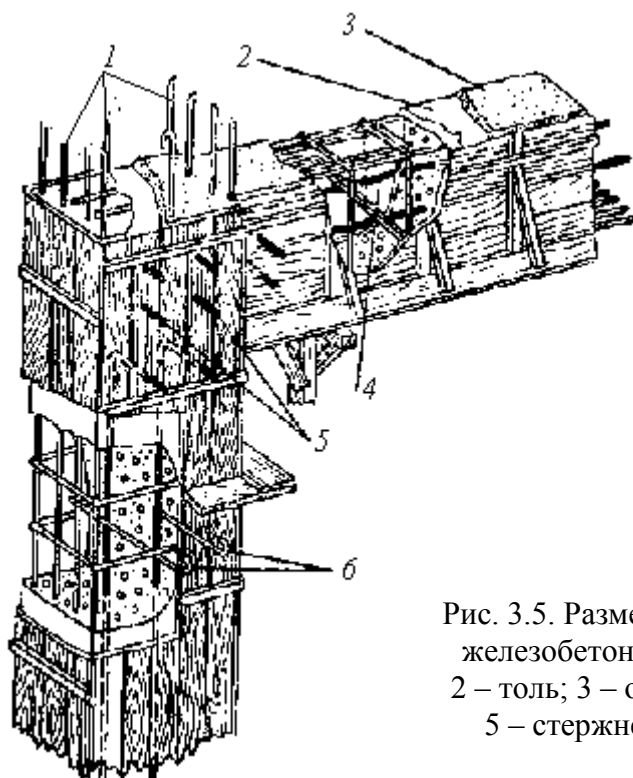


Рис. 3.5. Размещение электродов при прогреве железобетонной конструкции: 1 – арматура; 2 – толь; 3 – опилки; 4 – струнные электроды; 5 – стержневые электроды; 6 – опалубка

Для прогрева бетона применяют трехфазные трансформаторы, первичная обмотка которых подключается к сети с напряжением 380 В, вторичные обмотки имеют три – четыре ступени напряжения в пределах 50–100 В. При подключении электродов к источнику питания (к трансформатору для прогрева бетона) стараются загрузить его фазы равномерно, для этого должно быть равномерным расстояние между электродами в ряду и между рядами.

На рис. 3.6 показано расположение стержневых электродов. Монтажные провода не должны касаться опалубки или деревянных деталей конструкции.

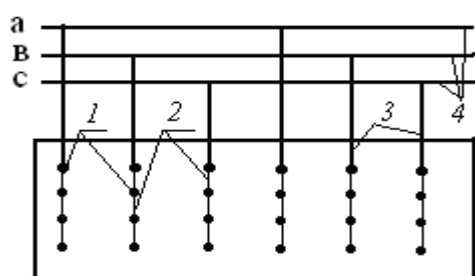


Рис. 3.6. Схема расположения стержневых электродов: 1 – стержневые электроды; 2 – монтажные провода; 3 – присоединяемые к установке провода; 4 – шины установки прогрева бетона

На рис 3.7 показано применение пластинчатых электродов. Прогрев бетона 3 осуществляется в опалубке 4. Полосовые электроды 1 сечением $(40-80) \times 3$ мм нашивают на опалубку на расстоянии 20-30 см друг от друга. Внутри опалубки выкладывается слой толи 2. После снятия опалубки электроды могут быть использованы повторно. Пластинчатые электроды можно заменить электродами из круглой стали диаметром 6 мм. Для присоединения проводов загнутые концы электродов выводятся наружу.

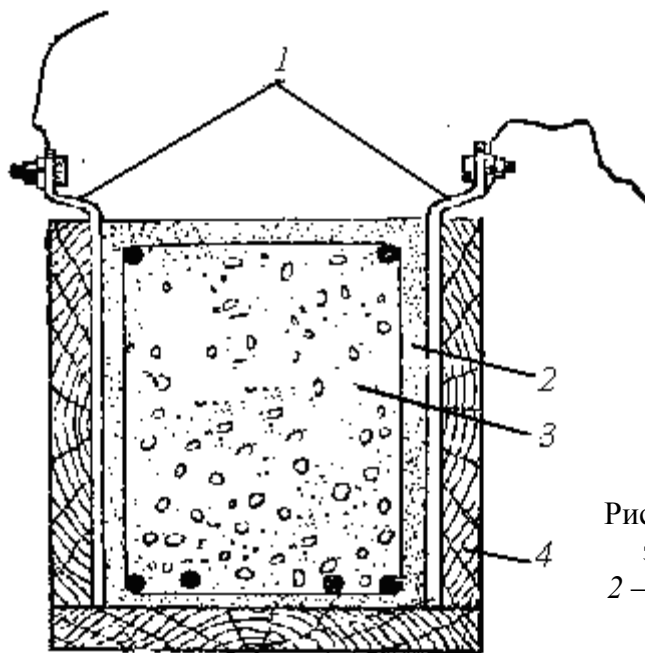


Рис. 3.7. Применение полосовых электродов: 1 – электроды; 2 – толь; 3 – бетон; 4 – опалубка

Электропрогрев бетона производится только на переменном токе, так как постоянный ток вызывает электролиз воды в нагреваемом теле. Величина тока, протекающего через бетон, зависит от приложенного напряжения, удельного сопротивления бетона, поверхности соприкосновения электродов с бетоном и расстояния между электродами. Удельное сопротивление бетона в процессе твердения возрастает, ток уменьшается, что приводит к удлинению сроков твердения бетона. Это обстоятельство вынуждает применять ускорители твердения бетона.



а



б

Рис. 3.8. Трансформаторы для прогрева бетона и смерзшегося грунта: а – ТСДЗ-63/0,38 УЗ; б – ТСДЗ-80/0,38 УЗ

На рис. 3.8 показаны трансформаторы для прогрева бетона и смерзшегося грунта типов ТСДЗ-63/0,38 УЗ и ТСДЗ-80/0,38 УЗ. В табл. 3.1 приведены технические характеристики этих трансформаторов.

Таблица 3.1

Технические характеристики трансформаторов прогрева бетона

Технические характеристики	Трансформатор прогрева бетона ТСДЗ - 63/0,38 УЗ	Трансформатор прогрева бетона ТСДЗ - 80/0,38 УЗ
Напряжение питания сети, В	380	380
Частота, Гц	50	50
Номинальная мощность, кВА	63	80
Ступени напряжения на холостого ходу на стороне НН (низкого напряжения), В	50; 65; 80; 100	55; 65; 85
Ток на стороне НН при напряжении 50-65 В, А	450-350	500-600
Ток на стороне НН при напряжении 80-100 В, А	300-250	400
Габаритные размеры, мм	750х650х750	1040х700х1040
Масса, кг	300	380
Прогреваемый объем бетона, куб. м, приблизительно при -5°C	20-30	30-40

Для прогрева бетона и мерзлого грунта также применяются комплектные трансформаторные подстанции КТПТО-80-96У1 мощностью 80 кВА наружной установки с автоматическим регулированием температуры, а также для питания временного освещения и ручного трехфазного электроинструмента на напряжение 36 В в условиях строительных площадок (рис. 3.9). В КТПТО применяется трехфазный трехобмоточный трансформатор типа ТМТО-80 У1 с естественным масляным охлаждением.

В комплект поставки входят: силовой трансформатор 1, шкаф управления 2 и вводной шкаф 3, установленные на салазках. Габаритные размеры (ш х в х г) 1015 х 1470 х 1210 мм.

Первичная обмотка трансформатора подстанции включается в сеть с напряжением 380 В.

Среднее напряжение (СН) 55-95 В используется для электропрогрева бетона и мерзлого грунта. Имеется возможность подключения потребителей на трехфазное напряжение 380 В и 36 В.

Условия эксплуатации: верхнее рабочее и эффективное значение температуры окружающего воздуха составляет соответственно плюс 10°C и 0°C, нижнее рабочее значение температуры окружающего воздуха составляет -40, эпизодически – до -45 °C.

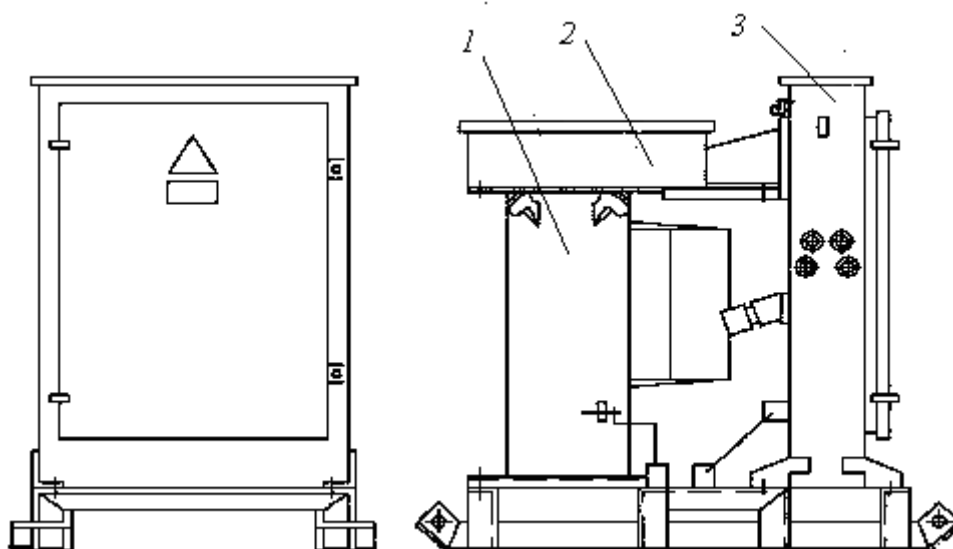


Рис. 3.9. Комплектная трансформаторная подстанция для прогрева бетона: 1 – трансформатор; 2 – шкаф управления; 3 – вводной шкаф

Технические характеристики подстанции приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

Технические характеристики подстанции

Наименование основных параметров	Значение
Номинальная мощность силового трансформатора, кВА	80
Номинальное напряжение на стороне ВН, В	380
Ступени напряжения на холостом ходу на стороне СН, В	55, 65, 75, 85, 95
Ток на стороне СН при напряжении 55-65 В, А	520
Ток на стороне СН при напряжении 75-85-95 В, А	471
Номинальная мощность обмотки НН силового трансформатора, кВА	2.5
Номинальное напряжение на стороне НН силового трансформатора, В	42
Номинальная мощность независимого источника питания, кВА	2.5
Номинальное напряжение независимого источника питания, В	36
Зона автоматического регулирования температуры электропрогрева, °С	20-100
Диапазон температуры окружающего воздуха, С	+20.....-40
Масса, кг	685
Прогреваемый объем бетона, куб. м, приблизительно при -5 град С	50-60

При прогреве небольшого объема бетона можно применить для прогрева сварочные трансформаторы.

Для прогрева слабоармированных стенок, ленточных фундаментов небольшого сечения, полов и плит перекрытия толщиной до 12 см применяют *нагревательные панели*. Нагревательные панели представляют собой утепленные короба из досок толщиной 25 мм, внутри которых засыпаются опилки. Они мо-

гут играют роль опалубки. К нижней и боковым поверхностям короба крепятся полосовые электроды сечением $(40-80) \times 3$ мм. Расстояние между электродами выбирается 20-30 см.

Метод термоактивной опалубки используют в основном для прогрева замоноличенных стыков сборных железобетонных элементов, а также для дополнительного обогрева бетонируемых конструкций методом термоса. Термоактивная опалубка представляет собой тепловую рубашку, которую устраивают вокруг всей конструкции в виде деревянного короба. Пространство между щитами опалубки засыпают опилками, смоченными раствором хлористого натрия. В слой опилок укладывают стержневые или струнные электроды, по которым пропускают электрический ток, нагревающий опалубку.

Прогрев железобетонных конструкций, образующих полость, можно осуществить электрическими печами сопротивления, располагаемыми внутри полости. Нагреваемый внутри полости воздух повышает температуру бетона в конструкции.

Качество бетонирования повышается также благодаря применению метода предварительного электроразогрева бетонной смеси перед ее укладкой в конструкцию. Метод заключается в том, что приготовленную на заводе на обычных заполнителях бетонную смесь температурой от 5 до 10°C на строительной площадке перед укладкой в деревянную опалубку разогревают в специальном бункере в течение 5-10 мин током до температуры $70-80^\circ\text{C}$. Для этого в бетонную смесь в бункере устанавливают пластинчатые электроды и подключают их к сети при напряжении 220 или 380 В.

3.4. Электроотогрев грунта

Производство земляных работ в замороженном грунте является трудоемким процессом. Применяют электрический обогрев замороженного грунта.

Обогрев вертикальными стержневыми электродами заключается в том, что на участке грунта забиваются стержневые электроды (рис. 3.10) и подключаются к установке прогрева грунта (бетона).

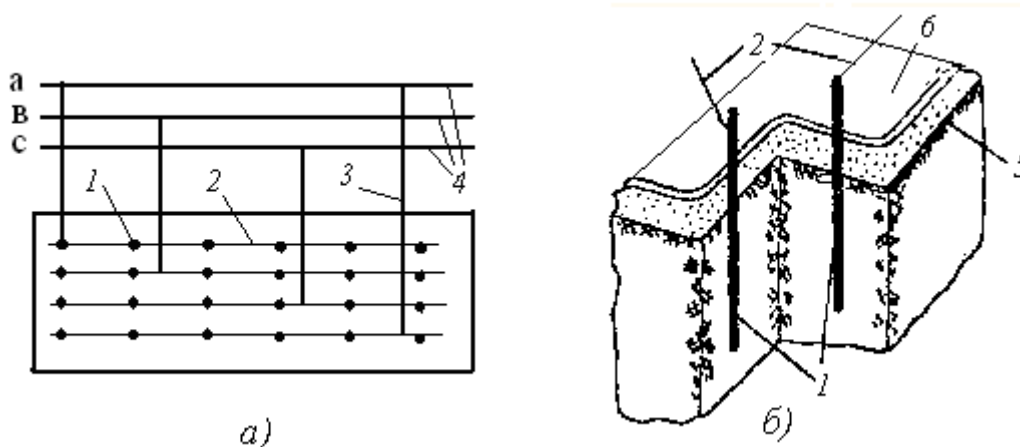


Рис. 3.10. Обогрев грунта вертикальными стержневыми электродами: а – схема установки и подключения электродов; б – заглубление электродов: 1 – стержневые электроды; 2 – монтажные провода; 3 – присоединяемые к установке провода; 4 – шины установки обогрева; 5 – опилки; 6 – верхнее утепление

Мерзлый грунт обладает плохой проводимостью, поэтому возникает необходимость отогреть хотя бы неглубокий поверхностный слой грунта. Это достигается засыпкой отогреваемого участка слоем опилок, смоченных водным раствором соли, что обеспечивает хорошую проводимость. Поверхностный слой оттаивает и начинает передавать тепло нижним слоям. Оттаивание грунта продолжают от слоя к слою до необходимой глубины оттаивания. Стержневые электроды изготавливают из прутковой или уголковой стали. Концы стержней должны быть заострены для облегчения забивки их в грунт. По мере оттаивания грунта электроды осаживают. Электроды подключают к установке прогрева грунта (бетона).

Отогрев горизонтальными струнными электродами рекомендуется применять при рытье неглубоких траншей и котлованов или при их ступенчатой разработке.

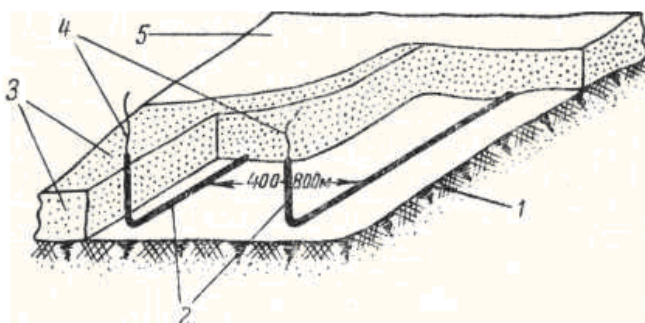


Рис. 3.11. Отогрев грунта горизонтальными струнными электродами: 1 – замерзший грунт; 2 – горизонтальные электроды; 3 – слой опилок, смоченных солью; 4 – монтажные провода; 5 – верхнее утепление

При ступенчатой разработке оттаивание мерзлого грунта производится послойно, углубляясь на необходимую величину.

Горизонтальные электроды из прутковой, полосовой или уголковой стали укладывают на поверхность отогреваемого грунта на расстоянии 40–80 см друг от друга и засыпают слоем смоченных солевым раствором опилок. Толщина слоя опилок 15–20 см. Для уменьшения потерь тепла опилки сверху накрывают щитами из досок, матами, толем. Длина электродов 2,5–3,0 м. Концы электродов с одной стороны отгибают под прямым углом для удобства присоединения монтажных проводов. Электроды подключают к сети напряжением 380/220 В.

3.5. Электроотогрев замороженных трубопроводов

Отогревание трубопроводов осуществляют прямым и косвенным нагревом. При прямом нагреве электрический ток пропускают по стенкам труб. Если стыки раструбного трубопровода, залиты цементом или другим изолирующим материалом, нарушающим непрерывность электрической цепи, применяют косвенный нагрев, при котором отогревают прилегающий к трубопроводу грунт.

При прямом нагреве применяют трансформаторы со вторичным напряжением 30–65 В, мощностью 30–40 кВА. В связи с тем, что трансформатор работает на воздухе при низкой температуре, он допускает работу с перегрузкой. На рис. 3.12 показана схема электрического отогревания замороженного трубопровода.

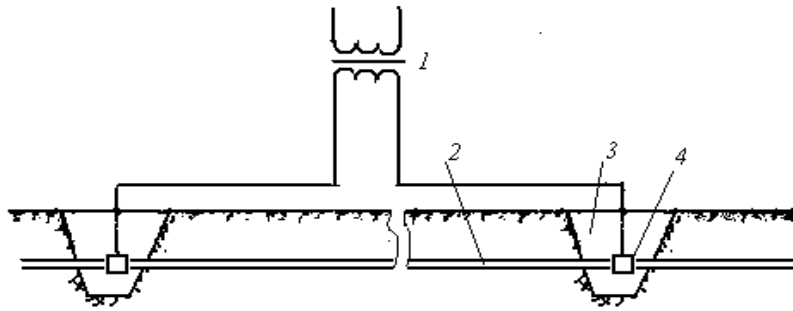


Рис. 3.12. Схема электрического отопления замороженного трубопровода: 1 – трансформатор; 2 – трубопровод; 3 – засыпка опилками; 4 – контактный зажим

Присоединение трансформатора к обогреваемому трубопроводу выполняется гибким медным проводом (сварочным). Для этого над трубой откапываются ямы. Трубу в месте присоединения провода зачищают от краски и ржавчины до металлического блеска. Провод присоединяют к трубе стальными зажимами. Ямы засыпаются опилками. Трансформатор включается в сеть напряжением 220, 380 В. Нагрев трубопровода осуществляется благодаря протеканию по нему электрического тока от трансформатора.

3.6. Нагрев и сушка при отделочных работах

При выполнении отделочных работ, включающих в себя штукатурные, малярные, плиточные, обойные работы, в зимнее время должна быть предусмотрена сушка стен. В первую очередь, должно быть использовано обогревание помещения по постоянной схеме. Если отопление помещения по постоянной схеме перед началом отделочных работ выполнить не удастся, применяют передвижные калориферы с вентилятором, тепловые пушки.

Эффективным является тепловентилятор ТВК 5/7 «Бархан» предназначен для вентиляции и обогрева воздуха производственных и строящихся помещений. Рабочее положение тепловентилятора – установка на полу. Тепловентиляторы могут использоваться для сушки поверхностей при выполнении покрасочных и строительно-отделочных работ. Тепловентилятор может эксплуатироваться в районах с умеренным и холодным климатом в помещениях с температурой от минус 10 до плюс 40°С в условиях, исключающих попадание на него капель и брызг, а также атмосферных осадков.

Очень важно, что при перегреве нагревательных элементов происходит автоматическое отключение тепловентилятора. Это обеспечивает высокий уровень безопасности и одновременно позволяет поддерживать заданный температурный режим в помещении.

Тепловентилятор имеет следующие параметры: мощность 5,0 кВт, напряжение 220 В, расход воздуха 420 м³/ч, подогрев воздуха до 40°С.

Одной из наиболее удобных конструкций электрического нагревателя является трубчатый электронагреватель ТЭН с прямой нагревающей трубкой.

Эффективность нагревателя повышается за счет применения отражателя, создающего направленную передачу теплоты.

Широко применяют установки инфракрасного излучения. На рис. 3.13 показана сушильная установка. Она состоит из шести нагревателей 1, выполненных из керамических кордиеритовых стержней, на которые навита нихромовая спираль, трех параболических отражателей (рефлекторов) 2. Нагреватели и отражатели представляют собой излучатель, закрытый кожухом 3. Излучающая часть установки крепится на штативе 6. Нагреватели с торцов имеют защитные ограждения. Излучатель может поворачиваться и фиксироваться стопором 5 на секторе 4. В комплект установки входит автоматический выключатель. Параболическая форма отражателей позволяет получать мощный направленный поток лучистой энергии. Потребляемая мощность установки 10 кВт.

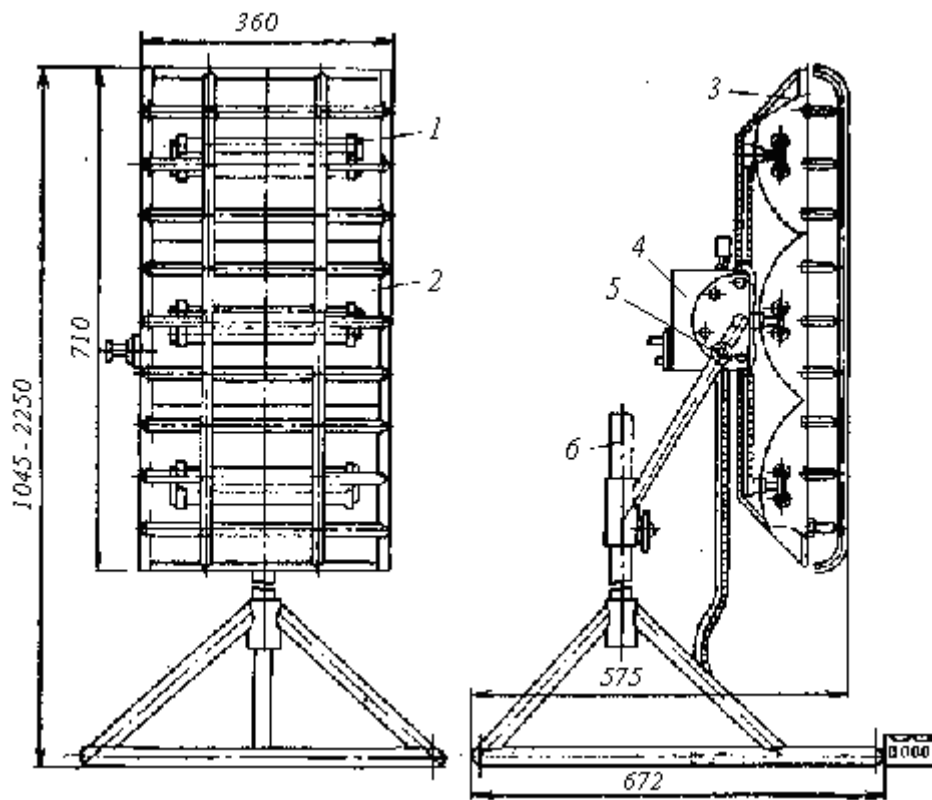


Рис. 3.13. Сушильная установка с инфракрасным излучением:

1 – нагреватель; 2 – отражатель; 3 – кожух; 4 – сектор;
5 – стопор; 6 – штатив

3.7. Разогрев битума

До недавнего времени при производстве фундаментов, крыш битум разогревался в котлах, нагреваемых сжиганием топлива. В настоящее время широко применяются электробитумоварки с трубчатыми и индукционными электронагревателями. Индукционная битумоварка состоит из стального цилиндрического корпуса с двумя днищами. Толщина стенок и днищ 8 мм. Корпус располага-

ется горизонтально. Вокруг корпуса намотана обмотка из алюминиевого провода сечением 16 мм^2 , являющаяся индуктором, который вызывает нагрев корпуса вихревыми токами и расплавление битума. При напряжении 380 В и токе 30 А битум плавится через 1 ч.

Битумоварка позволяет автоматизировать процесс нагрева и поддержания температуры.

3.8. Сушка древесины токами высокой частоты

Нагрев материалов можно осуществить с помощью нагревательных установок за счет конвективной передачи теплоты. Однако прямой электрический нагрев материала ускоряет процесс, например, сушки древесины. Под диэлектрическим нагревом понимается нагрев диэлектриков в электрическом поле конденсатора за счет токов смещения. Установки этой группы широко применяются для сушки древесины и других материалов.

Принцип диэлектрического нагрева материалов приведен на рис. 3.14. Нагреваемый материал, представляющий собой диэлектрик, помещается в электрическое поле конденсатора. Питание осуществляется током с частотой 20–40 МГц и выше. Токи высокой частоты (ТВЧ) формируются генератором ТВЧ. Использование электрического поля высокой частоты снижает потери. Энергия переменного электрического поля преобразуется в тепло в диэлектрике и осуществляет нагрев материала. Для поддержания стабильного технологического режима осуществляется изменение частоты или напряжения, подводимого к конденсатору. Обкладками конденсатора служат металлические сетки, проложенные между слоями древесины.

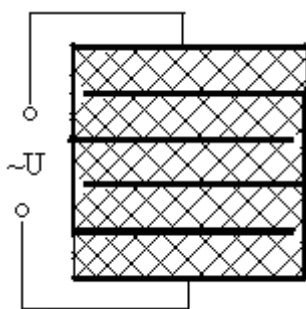


Рис. 3.14. Принцип диэлектрического нагрева при сушке древесины

Сушка в электрическом поле ТВЧ отличается высокой интенсивностью. В отличие от других способов передачи тепла нагрев древесины в высокочастотном поле происходит равномерно и сразу по всему объему. Энергия, потребляемая древесиной, превращается в теплоту и расходуется на нагревание материала и на испарение из него влаги. Вследствие теплообмена с окружающей средой температура на поверхности древесины оказывается значительно ниже, чем внутри. В связи с этим возникает температурный перепад, обеспечивающий значительную интенсификацию процесса сушки по сравнению с обычной конвективной сушкой.

При температуре внутри материала выше 100° дополнительно к обычному явлению передачи влаги на поверхность древесины, вследствие влагопроводности, влага переносится в парообразном состоянии. Таким образом, продолжительность сушки может быть сокращена по сравнению с камерной сушкой в десятки раз.

При диэлектрической сушке повышается качество сушки древесины.

Основной недостаток диэлектрической сушки – сравнительно высокая стоимость расходуемой электроэнергии. Однако при определенных условиях (сушка заготовок из твердых лиственных материалов, предварительно высушенных атмосферной сушкой до влажности 30%) диэлектрическая сушка может быть экономически более выгодной, чем камерная.

4. ЭЛЕКТРОСВАРКА И ТЕРМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА МЕТАЛЛОВ

В строительном производстве широко используется электрический нагрев – повышение температуры тел с использованием электрической энергии. Нагрев тел осуществляется на основе принципа выделения тепла либо на участках электрической цепи, обладающих наибольшим сопротивлением либо в электрическом поле. Электрический нагрев используется при сварке и термообработке металлов. Электрическая дуговая сварка применяется при изготовлении и монтаже металлических и железобетонных конструкций, в заготовительных цехах и на строительных площадках.

Термическая обработка металлов с использованием электрической энергии применяется при изготовлении и ремонте инструмента и приспособлений в механических цехах и мастерских для производства строительных и монтажных работ на СП и цехах заводов по производству железобетонных конструкций.

При нагреве металлов используются прямой электроконтактный и косвенный методы нагрева. Электроконтактный способ применяется для нагрева металлических тел, обладающих электронной проводимостью. Примерами электроконтактного нагрева могут быть сквозной нагрев заготовок при их обработке давлением, контактная сварка и прогрев трубопроводов. Косвенный нагрев металла осуществляется, например, в индукционных печах.

4.1. Электрическая сварка

Сваркой называется процесс получения неразъемного соединения деталей машин, конструкций и сооружений при их местном или общем нагреве. Электрическая сварка – сварка, при которой нагрев осуществляется под действием электрического тока. Электрическая сварка может быть дуговой и контактной.

Электродуговая сварка. Электрическая сварка, при которой нагрев осуществляется под действием электрической дуги, называется электродуговой сваркой. Электрическая дуга представляет электрический разряд в газах, возникающий между электродами при определенных условиях. При возникновении электрической дуги газы, занимающие пространство между электродами ионизируются. Температура электрической дуги может достигать 7000°C , при этом электрическая дуга выделяет большое количество световой энергии. Электрическая дуга используется как для сварки, так и для резки металлов. Электродуговая сварка выполняется на переменном и постоянном токе. В процессе сварки свариваемые металлы нагреваются до температуры плавления, а при остывании расплава получается прочное соединение. Электрическая сварка делится на ручную и автоматическую. Сварка электрической дугой производится на открытом воздухе, под флюсом в парах металла и флюса и в защитных газах (аргон, гелий). При сварке и резке металлов применяются угольные и металлические электроды. Электроды делят на плавящиеся и неплавящиеся. Плавящиеся электроды представляют собой металлические стержни с покрытием, прутки, проволоку, пластины. Неплавящиеся электроды выполняют в виде вольфрамовых и углеродистых стержней для контактной сварки.

Сварочные установки могут быть стационарными и передвижными. Стационарная установка представляет собой сварочный пост, укомплектованный источником питания, оборудованием и приспособлениями для сварки. Передвижные сварочные установки должны быть удобными для их перемещения. Как правило, их размещают на тележках в виде агрегатов.

В качестве источника электрической дуги могут применяться сварочные трансформаторы на переменном токе, сварочные выпрямители и сварочные генераторы на постоянном токе. Устойчивость сварочной дуги переменного тока по сравнению с дугой постоянного тока снижается в связи с переходом переменного тока через ноль с частотой 50 Гц.

Электрическая дуга зажигается при напряжении 60–70 В и устойчиво горит при напряжении 20–30 В. Сварочный ток зависит от толщины или диаметра свариваемых деталей и находится в пределах 10–400 А.

Сварочные трансформаторы. В строительном производстве для ручной сварки на переменном токе широко применяют однофазные трансформаторы. Они допускают возможность регулирования сварочного тока изменением реактивного сопротивления сварочной цепи. Это сопротивление можно изменять регулированием воздушного зазора в магнитопроводе дросселя и изменением потока рассеяния. Сварочные трансформаторы работают в повторно-кратковременном режиме, который характеризуется продолжительностью включения ПВ. Трансформаторы используются как в закрытых помещениях, так и на открытом воздухе.

Сварочные трансформаторы имеют две обмотки (рис. 4.1) – первичную w_1 , включаемую в электрическую сеть с напряжением 380 или 220 В, и вторичную w_2 , которая соединяется со сварочной цепью. Обмотки расположены на магнитопроводе I . Для более устойчивого горения сварочной дуги последовательно со вторичной обмоткой трансформатора w_2 включается дроссель – реак-

тивная катушка w_d с большим индуктивным сопротивлением, расположенная на магнитопроводе 2 с воздушным зазором (рис. 4.1, а). Воздушный зазор создается подвижным стальным пакетом 3. Регулирование тока осуществляется изменением зазора d . Благодаря этому изменяется индуктивное сопротивление сварочной цепи. При уменьшении зазора d сопротивление уменьшается, а ток увеличивается. При увеличении зазора – ток уменьшается.

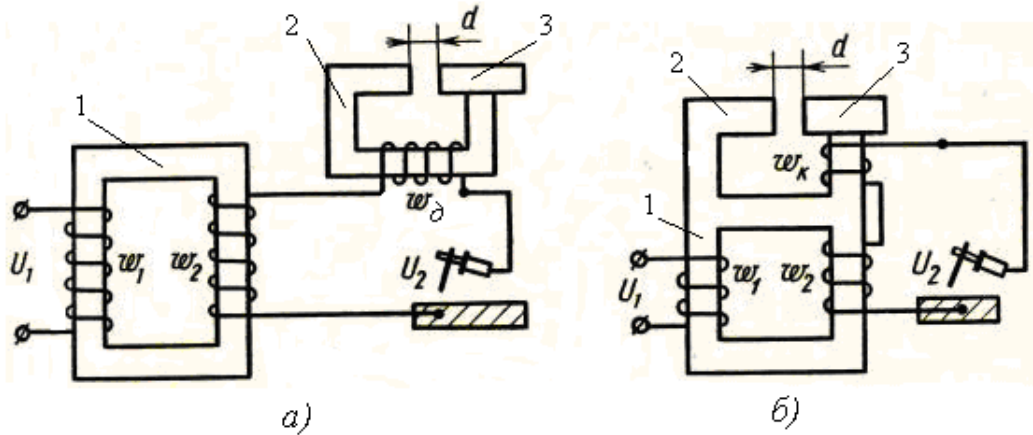


Рис. 4.1. Сварочные трансформаторы: а – с отдельно включаемым дросселем; б – с встроенным дросселем: 1 – магнитопровод; 2 – магнитопровод с зазором; 3 – подвижная часть магнитопровода

Более компактными являются трансформаторы, в которых дроссель встраивается в один корпус с первичной w_1 и вторичной w_2 обмотками (рис. 4.1, б). В них регулирование сварочного тока также осуществляется изменением воздушного зазора магнитопровода. В цепь сварочного тока последовательно со вторичной обмоткой включается компенсационная обмотка w_k .

Более совершенными являются сварочные трансформаторы с магнитным рассеянием (рис. 4.2).

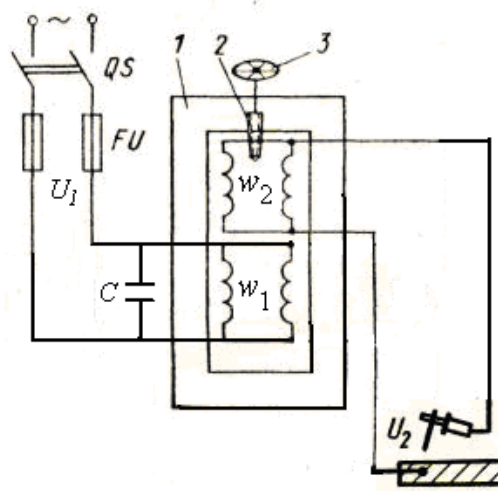


Рис. 4.2. Сварочный трансформатор с магнитным рассеянием: 1 – магнитопровод; 2 – регулирующий винт; 3 – рукоятка; Q – выключатель; FU – предохранитель; C – конденсатор; w_1 – первичная обмотка; w_2 – вторичная обмотка

В таких трансформаторах часть магнитного потока замыкается не только через магнитопровод 1 , но и по воздуху. Сварочный ток регулируется перемещением вторичной обмотки w_2 относительно первичной w_1 . Перемещение осуществляется с помощью винта 2 и рукоятки 3 . При сближении катушек магнитное рассеяние и индуктивное сопротивление уменьшаются, а сварочный ток увеличивается. При удалении катушек друг от друга сварочный ток уменьшается. Обмотки, как правило, изготавливаются из алюминиевого провода. Многие конструкции сварочных трансформаторов допускают параллельное и последовательное соединение катушек первичной и вторичной обмоток. Параллельное соединение катушек соответствует основному режиму работы. При последовательном соединении диапазон сварочных токов уменьшается.

При ручной сварке от сварочных трансформаторов применяются плавящиеся металлические электроды с покрытием. При нагреве электрод расплавляется и образует прочный сварной шов.

Однофазные сварочные трансформаторы применяются и для автоматической дуговой сварки под флюсом. Трансформаторы изготавливаются в однокорпусном исполнении с общей магнитной цепью трансформатора и регулятора-дресселя. Перемещение ярма дросселя осуществляется трехфазным асинхронным электродвигателем, управляемым дистанционно.

Трехфазные сварочные трансформаторы. Сварка трехфазной дугой повышает качество сварки, производительность сварки, экономится электроэнергия, снижается потребление реактивной мощности из сети, равномернее распределяется нагрузка между фазами. На рис. 4.3 показана схема трехфазного сварочного трансформатора. Трансформатор T снабжен дросселем – регулятором сварочного тока. Дроссель имеет три обмотки, расположенных на разных стержнях магнитопровода 1 и 2 . Две обмотки регулятора 3 и 4 расположены на одном стержне и включаются последовательно с электродами 7 , обмотка 5 – на втором стержне и подключается к свариваемой конструкции 6 . Регулирование тока осуществляется двумя путями – посредством изменения воздушного зазора перемещением подвижной части сердечника 1 и регулированием тока по фазе перемещением обмотки 5 относительно обмоток 3 и 4 .

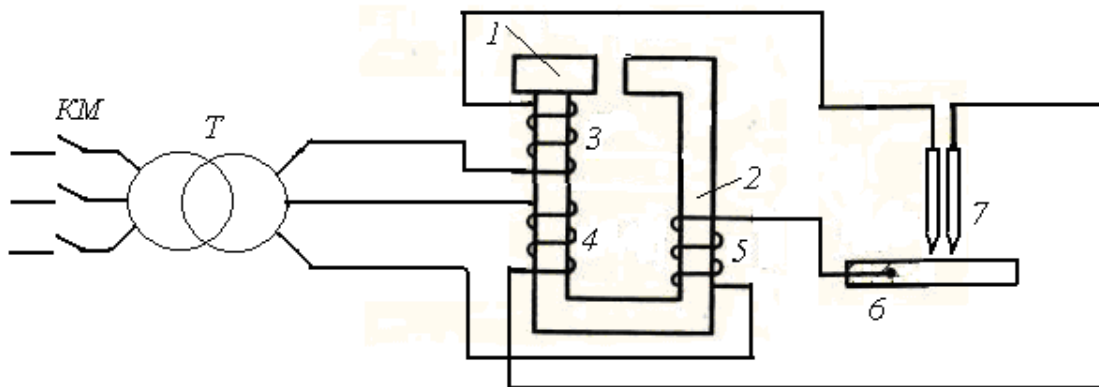


Рис. 4.3. Электрическая схема трехфазного сварочного трансформатора с регулятором сварочного тока: 1 – подвижная часть магнитопровода; 2 – магнитопровод; $3, 4, 5$ – обмотки дросселя; 6 – свариваемая деталь; 7 – электроды; T – трансформатор; $КМ$ – контактор

При трехфазной сварке одновременно горят три дуги: две – между каждым из электродов 7 и свариваемым изделием 6 и одна – между двумя электродами 7. При прекращении горения дуги автоматически отключается магнитный контактор *КМ*, который своими контактами отключает сварочный трансформатор *Т* от сети, снижая потребление реактивной мощности на холостом ходу. Для трехфазной сварки нужны спаренные электроды с общим покрытием.

Сварочные генераторы постоянного тока. С целью повышения качества сварного шва применяются сварочные генераторы постоянного тока. Сварочным генератором постоянного тока может быть укомплектован стационарный сварочный пост или передвижной сварочный агрегат. Сварочный генератор постоянного тока соединяется с приводным двигателем с помощью муфты или клиноременной передачи. В качестве двигателей могут применяться асинхронные электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания.

На рис. 4.4 показаны конструктивная схема *коллекторного* сварочного генератора постоянного тока и схемы его возбуждения.

Сварочный генератор (рис. 4.4, *а*) состоит из неподвижного статора 1. На статоре закреплены главные полюса 7 с намагничивающими обмотками 2. Внутри статора расположен цилиндрический ротор 4, набранный из стальных пластин. В пазах ротора укладывается обмотка 6, концы которой соединены с пластинами коллектора 3. Ротор приводится во вращение от приводного двигателя. Вращающийся ротор с обмоткой называют *якорем*. По обмотке подмагничивания протекает постоянный ток, создавая магнитный поток Φ_n . При вращении якоря в обмотке 6 наводится ЭДС. Сварочный ток снимается с коллектора щетками 5. На дополнительных полюсах 8 размещается последовательная обмотка w_p , по которой идет ток нагрузки. На холостом ходу действует только намагничивающая обмотка. В генераторе с независимым возбуждением намагничивающая обмотка питается от постороннего источника (рис. 4.4, *б*). В генераторе с самовозбуждением она получает питание от обмотки якоря. Поскольку обмотка включена параллельно якорю, то она называется обмоткой параллельного возбуждения (рис. 4.4, *в*). Последовательная обмотка создает размагничивающий поток Φ_p , направленный против основного потока Φ_n , только в рабочем режиме.

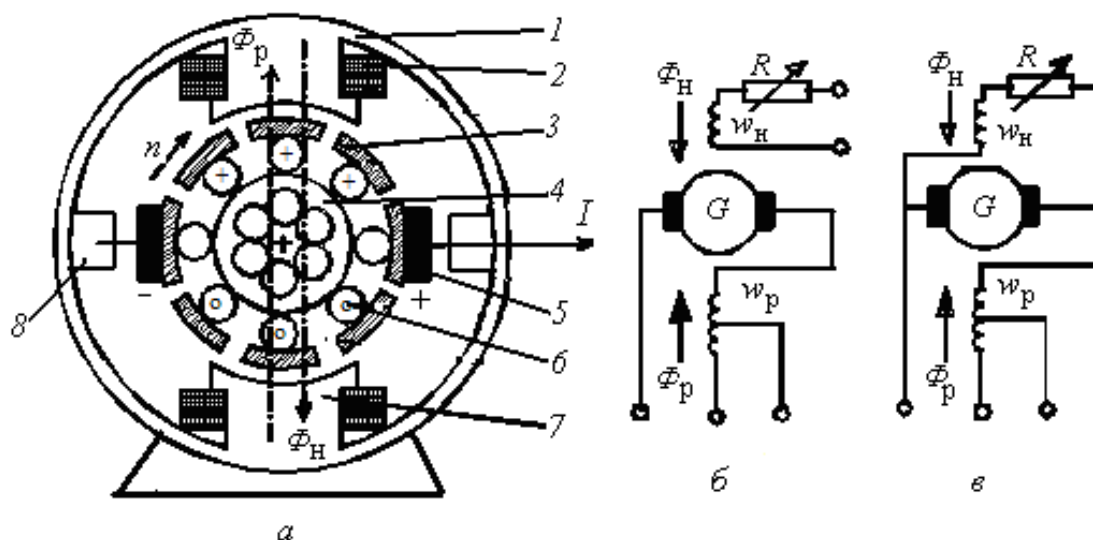


Рис. 4.4. Сварочный генератор постоянного тока: *a* – конструктивная схема; *б* – схема независимого возбуждения; *в* – схема параллельного возбуждения: 1 – статор; 2 – намагничивающая обмотка; 3 – коллекторная пластина; 4 – ротор; 5 – щетка; 6 – обмотка якоря; 7 – главный полюс; 8 – дополнительный полюс; Φ_H – намагничивающий поток; Φ_p – размагничивающий поток; w_H – обмотка возбуждения намагничивающая; w_p – обмотка размагничивающая

Регулирование сварочного тока осуществляется путем перемещения щеток по коллектору и реостатом R в цепи намагничивающей обмотки. Напряжение на выходе генератора поддерживается постоянным.

На рис. 4.5 приведена схема *вентильного* сварочного генератора. Он представляет собой комбинацию генератора переменного тока и выпрямительного блока.

Три рабочие обмотки *ОЯ* расположены на статоре со сдвигом на 120° , поэтому на выходе генератора получается трехфазное переменное напряжение. Это напряжение подается к выпрямительному блоку *VD*, собранному по трехфазной мостовой схеме.

Обмотка возбуждения *ОВ* генератора питается через выпрямители *VD1* – *VD3* от фазных обмоток переменного тока генератора. Плавное регулирование сварочного тока выполняют реостатом R в цепи обмотки возбуждения.

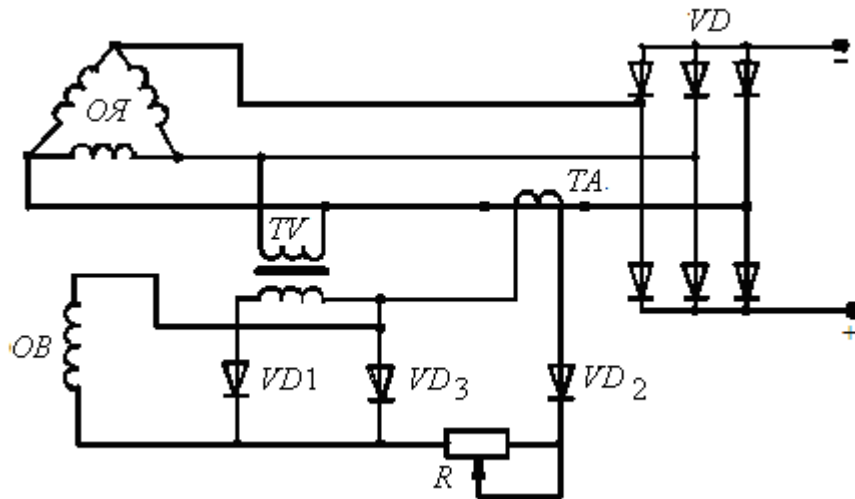


Рис. 4.5. Принципиальная электрическая схема вентильного сварочного генератора: *ОЯ* – обмотки якоря; *ОВ* – обмотка возбуждения; *ТВ* – трансформатор напряжения; *ТА* – трансформатор тока; *VD* – выпрямительный блок; *VD1* – *VD3* – фазные выпрямители; *R* – реостат возбуждения

У вентильного генератора в отличие от коллекторного генератора нет скользящих контактов, поэтому он имеет более высокую надежность.

Сварочные выпрямители. Широкое применение получают сварочные выпрямители. На рис. 4.6 приведена схема сварочного выпрямителя.

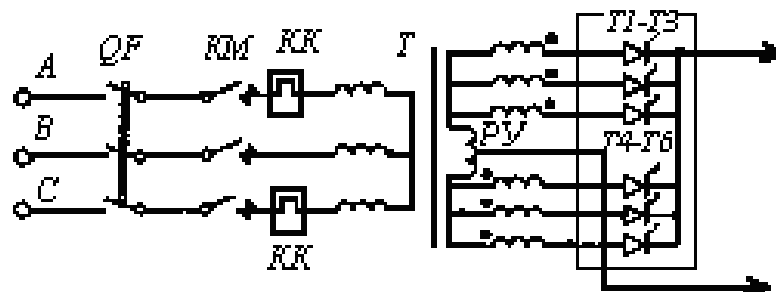


Рис. 4.6. Схема сварочного выпрямителя: *QF* – автоматический выключатель; *KM* – контактор; *KK* – тепловое реле; *T* – трансформатор; *T1-T3*, *T4-T6* – тиристорный блок

Однопостовой сварочный выпрямитель типа ВДУ-504 обеспечивает разнообразные сварочные операции. Сварочный выпрямитель содержит трансформатор *T* и тиристорный блок *T1-T3*, *T4-T6*. Тиристоры собираются по шестифазной схеме с уравнивающим реактором *ПУ*. Сварочный выпрямитель ВДУ-504 имеет номинальный сварочный ток 500 А при $PB_{ном} = 60\%$. Выпрямитель подключается к сети напряжением 380 В. Первичные обмотки трансформатора можно соединять в звезду или треугольник. Защита выпрямителя от КЗ

осуществляется автоматическим выключателем QF . Включение выпрямителя в сеть осуществляется контактором KM с тепловой защитой KK от перегрузки.

Для охлаждения тиристорov служит вентилятор с приводным асинхронным двигателем.

Сварочный выпрямитель имеет импульсно-фазовое управление тиристорами, которое обеспечивает регулирование тока при сварке.

Сварочные установки ручной электросварки используются как на строительных площадках, полигонах, в мастерских предприятий строительного производства и цехах предприятий по производству и ремонту строительной техники.

Сварочные преобразователи. При автоматической и полуавтоматической дуговой электросварке в качестве источника питания применяется сварочный преобразователь. Сварочный преобразователь может быть однопостовым и многопостовым. Сварочный преобразователь имеет генератор постоянного тока со смешанным возбуждением. Обмотка параллельного возбуждения создает основной магнитный поток. Обмотка последовательного возбуждения создает магнитный поток одинакового направления с основным потоком. Это обеспечивает поддержание постоянного напряжения на зажимах генератора независимо от изменения нагрузки.

Установки автоматической и полуавтоматической сварки комплектуются автоматическими головками для сварки под флюсом. С их помощью производится сварка металлов электрической дугой под флюсом (под слоем сыпучих веществ специального химического состава). Применяются также головки для бездуговой электрошлаковой сварки. В этом случае сварка происходит за счет тепла, выделяющегося в расплавленном флюсе при прохождении через него сварочного тока. Автоматические головки осуществляют возбуждение дуги в начале сварки, подачу проволоки в зону сварки по мере ее плавления и перемещение дуги вдоль шва.

Контактная сварка. Электрическая контактная сварка основана на принципе выделения тепла на участках электрической цепи, обладающих наибольшим сопротивлением, т.е. в месте стыка свариваемых деталей. Контактная сварка делится на стыковую, точечную и роликовую. На рис. 4.7 показаны разновидности контактной сварки.

Существуют два вида *стыковой контактной сварки*: сварка сопротивлением и сварка оплавлением. При стыковой сварке (рис. 4.7, а) свариваемые стержни 3 закрепляются в зажимах 2, которые являются электродами. Места соприкосновения свариваемых деталей имеют большое переходное сопротивление и при пропускании через них электрического тока нагреваются до температуры пластического состояния. Для повышения качества сварки, свариваемые детали прижимаются друг к другу силой F , благодаря перемещению подвижной плиты 4 со свариваемой деталью 3 к неподвижной плите 6. Ток получают от сварочного трансформатора 5. В месте сварки образуется шов 1.

Нагрев металла приводит к повышению его пластичности. В результате, под действием осевой силы происходит пластическая деформация. Микронеровности поверхности сминаются, пленки разрушаются, поверхностные атомы

сближаются до расстояний, соизмеримых с параметром кристаллической решетки, что обеспечивает возможность образования межатомных связей.

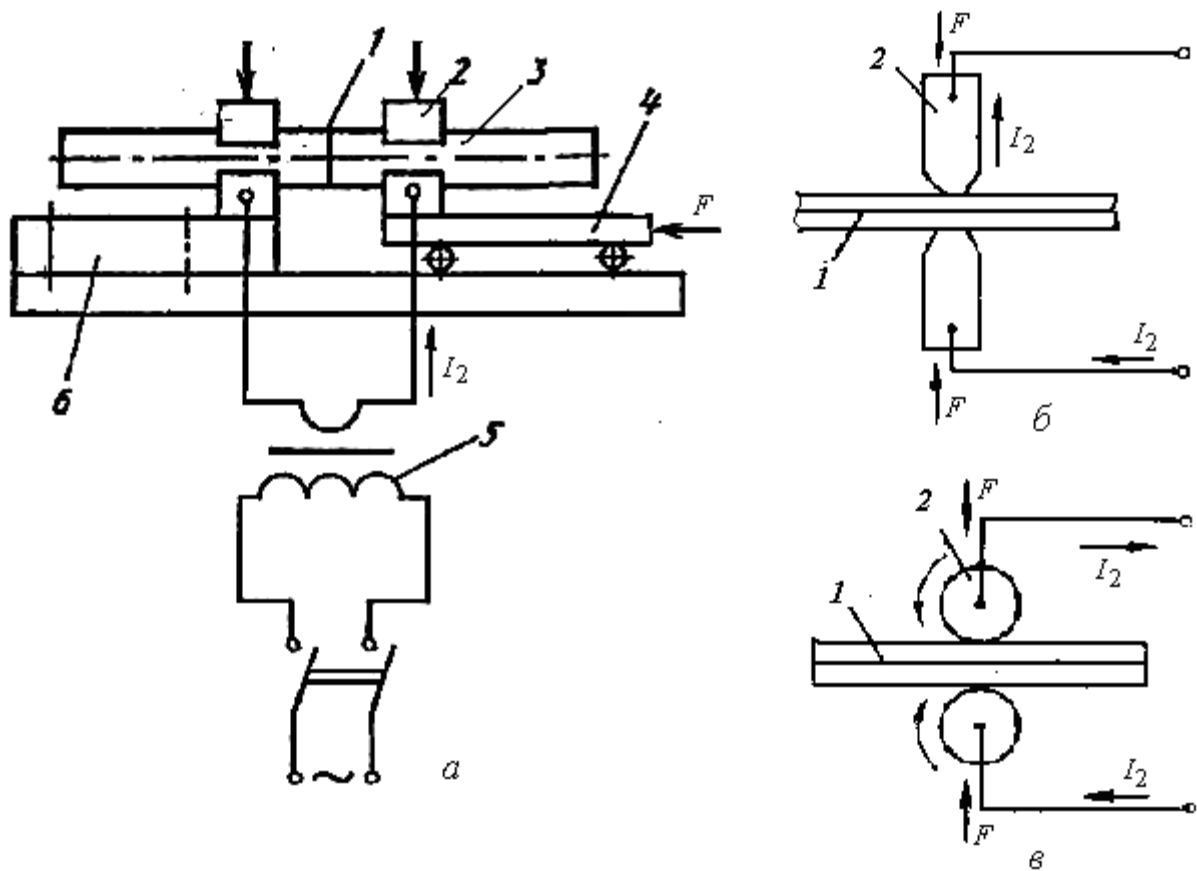


Рис. 4.7. Разновидности контактной сварки: *а* – стыковая; *б* – точечная; *в* – роликовая; 1 – сварочный шов; 2 – электрод; 3 – свариваемые детали; 4 – подвижная плита с перемещаемой деталью; 5 – сварочный трансформатор; 6 – неподвижная плита

При сварке сопротивлением заготовки сначала сжимают усилием, обеспечивающим образование физического контакта свариваемых поверхностей, а затем пропускают сварочный ток. После разогрева места сварки происходит осадка и образуется соединение в твердой фазе. Для обеспечения равномерного нагрева по всему сечению поверхности заготовок тщательно готовят. Необходимость обеспечения равномерного нагрева ограничивает возможность применения сварки сопротивлением только для деталей небольшого (площадью до 200 мм^2) и простого сечения (круг, квадрат).

При сварке оплавлением свариваемые заготовки сближают при включенном сварочном трансформаторе. Касание поверхностей происходит по отдельным выступам. При этом на соприкасающихся выступах плотность тока настолько велика, что происходит мгновенное оплавление металла с образованием жидких перемычек, которые под действием паров металла разрушаются. Часть металла в виде искр выбрасывается из стыка. Вместе с жидким металлом выбрасываются загрязнения, которые присутствуют на поверхности заготовок. Продолжающееся сближение заготовок приводит к образованию новых пере-

мычек и их оплавлению. Непрерывное образование и разрушение контактов-перемычек между торцами приводит к образованию на торцах слоя жидкого металла.

Точечная сварка (рис. 4.7, б) заключается в местном нагреве до расплавления электрическим током двух или нескольких листов металла 3, предварительно сжатых между медными электродами 2 сварочной установки силой F . После прогрева свариваемых деталей и отключения тока, расплавленный металл охлаждается и кристаллизуется, образуя точечное сварное соединение. Усилие с электродов снимается, и свариваемый металл перемещается на некоторое расстояние (шаг сварки). Сваривание повторяется. Таким образом, получается сварной шов 1. Точечная сварка может быть односторонней и двухсторонней. Разновидностью точечной сварки является рельефная сварка. В этом случае один из свариваемых листов имеет отштампованные выступы. Эти выступы обеспечивают высокую плотность тока и концентрированный нагрев в месте контакта, который приводит к плавлению металла и образованию сварных точек.

При роликовой сварке (рис. 4.7, в) токоподвод к месту нагрева свариваемых листов металла 3 осуществляется медными вращающимися роликами 2, являющимися электродами. В зависимости от скорости вращения роликов и времени включения и отключения тока образуется сварной шов 1 с заданным шагом, состоящий из ряда сваренных точек. Можно получить непрерывный шов. Шовную сварку можно осуществлять при одностороннем и двустороннем положении электродов. Шовную сварку выполняют с непрерывным включением тока и с прерывистым включением тока. Очень редко применяют прерывистое вращение роликов с остановкой их в момент включения сварочного тока.

Установки для точечной и роликовой сварки состоят из трансформатора и прерывателя тока. Они имеют электродвигательный или педальный привод механизма сжатия.

Конденсаторная сварка представляет собой один из видов контактной сварки с использованием запасенной энергии. Энергия накапливается в конденсаторах при их зарядке от источника постоянного напряжения (выпрямителя), а затем в процессе разряда преобразуется в теплоту, используемую для сварки. Эта теплота выделяется в контакте между соединяемыми заготовками при протекании тока.

Существуют два вида конденсаторной сварки: бестрансформаторная и трансформаторная (рис. 4.8). При бестрансформаторной ударной сварке конденсатор подключен непосредственно к свариваемым заготовкам. Разряд конденсатора происходит в момент удара заготовки 3 по заготовке 4. Разряд оплавляет торцы заготовок, которые свариваются под действием усилия осадки.

При трансформаторной конденсаторной сварке конденсаторы С разряжаются на первичную обмотку сварочного трансформатора T_2 , во вторичной цепи которого находятся предварительно сжатые между электродами заготовки. Бестрансформаторная сварка используется в основном для стыковой сварки, трансформаторная – для точечной и шовной.

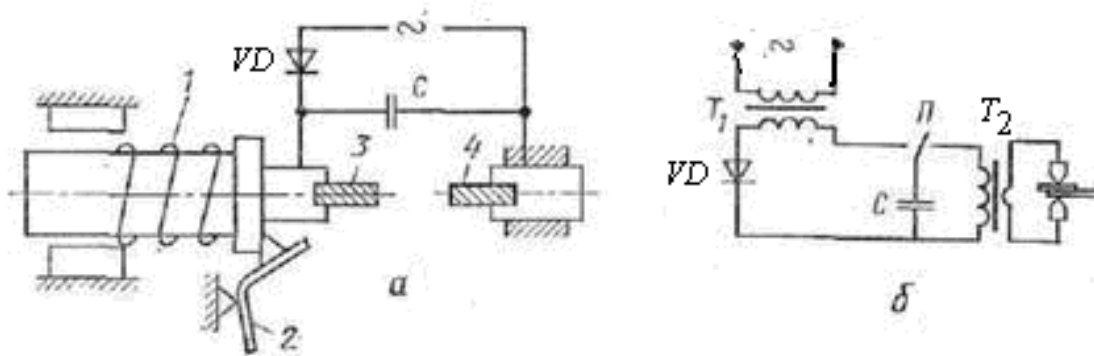


Рис. 4.8. Схемы конденсаторной сварки: *а* – бестрансформаторная с разрядом на изделие; *б* – с разрядом на первичную обмотку трансформатора; 1 – пружина; 2 – защелка; 3 и 4 – заготовки; C – конденсатор; VD – выпрямитель; T₁, T₂ – трансформатор

Преимуществами конденсаторной сварки являются: точная дозировка энергии (за счет изменения емкости конденсаторов и напряжения зарядки), малое время протекания тока (0,001-0,0001 с) при высокой плотности тока, возможность сварки материалов очень малых толщин (от нескольких микрон до 1 мм), невысокая потребляемая мощность (0,2-2 кВА).

Автоматическая и полуавтоматическая дуговая электросварка применяются в основном на промышленных предприятиях, в том числе на предприятиях строительной техники.

Сварка цветных металлов. На СП при монтаже электротехнических устройств приходится сваривать медь с медью, алюминий с алюминием, медь с алюминием, сталь с медью и алюминием. Процесс сварки обычными методами затрудняется. Сварка выполняется в основном в аргонодуговой среде вольфрамовым электродом на стандартных сварочных установках типа УДГ-300. Процесс сварки должен соответствовать утвержденной технологии.

Электродуговой способ обработки металлов может быть применен не только для сварки, но и для наплавки и резки металла.

Дуговая наплавка. Наплавка предусматривает нанесение расплавленного металла на оплавленную металлическую поверхность с последующей его кристаллизацией и механической обработкой. Наплавку применяют для восстановления изношенных деталей для продления срока их службы. При наплавке происходит интенсивный нагрев металла электрической дугой. Жидкий металл детали и электрода перемешиваются. В хвостовой части дуги происходит кристаллизация расплава и образование шва. Наплавка металла производится ниточными валиками с перекрытием одного валика другим на 30-40% их ширины. Толщина слоя наплавки может изменяться в широких пределах.

Дуговая резка металла основана на том, что металл детали по линии реза плавится теплом дуги и удаляется в результате стекания под действием силы тяжести, направленного движения газов.

4.2. Электрические печи

В мастерских и ремонтно-строительных цехах строительных предприятий изготавливают и ремонтируют детали машин и механизмов, инструмент и приспособления для производства строительных и монтажных работ на СП. При этом детали приходится подвергать термической обработке с целью придания им необходимой твердости, прочности. Их нагрев до определенной температуры, а также плавку металла осуществляют, как правило, в электрических печах.

Электрическая печь – плавильная или нагревательная установка (печь), в которой тепловой эффект достигается с помощью электрического тока. Плавильные печи предназначены для получения металлов из руд, в условиях строительства путем переплавки отходов металла. Нагревательные печи применяют для нагрева металлов с целью обжига и сушки, а также для придания металлу пластических свойств перед обработкой давлением, для термической обработки, чтобы изменить внутреннее строение и структуру металла.

Различают печи сопротивления, дуговые, индукционные и др.

В печах сопротивления нагрев расплавляемого металла осуществляется за счет теплоты, выделяемой в нагреваемом материале или в резистивных элементах.

Печи сопротивления по способу нагрева подразделяются на печи прямого действия и печи косвенного действия. В печах *прямого действия* нагрев осуществляется теплом, выделяемым в нагреваемом изделии при прохождении по нему электрического тока. Нагрев материала в печах *косвенного действия* происходит за счет тепла, выделяемого нагревательными элементами при прохождении по ним электрического тока.

Печи выполняются одно- и трехфазными мощностью до 3000 кВт; питание осуществляется током промышленной частоты 50 Гц от сетей 380/220 В или через понижающие трансформаторы от сетей более высокого напряжения. Коэффициент мощности лежит в интервале от 0,8 до 1,0. Большинство печей сопротивления в отношении бесперебойности электроснабжения относится к приемникам электрической энергии 2-й категории.

В *дуговой электрической печи* используется тепловой эффект электрической дуги. Применяются для плавки черных и цветных металлов. Печь состоит из стального кожуха цилиндрической формы со сферическим днищем. Внутри кожух имеет огнеупорную футеровку. Плавильное пространство печи закрывается съемным сводом. Печь имеет рабочее окно и выпускное отверстие со сливным желобом. Питание печи осуществляется трехфазным переменным током. Нагрев и плавление металла осуществляются электрическими мощными дугами, горящими между концами трех электродов и металлом, находящимся в печи.

По принципу нагрева делятся на печи прямого и косвенного нагрева. В печах *прямого нагрева* электрические дуги между электродами зажигаются через расплавляемый металл. В печах *косвенного нагрева* электрические дуги между электродами горят под днищем печи. Расплавляемый металл нагревается от теплоты внешних электрических дуг.

Дуговые печи включаются в сеть напряжением 6; 10 кВ через печной трансформатор с вторичным напряжением до 100 В.

Индукционные печи предназначены для расплавления и перегрева стали. Возможна плавка цветных металлов (бронзы, латуни, алюминия) и их сплавов в графитовом тигле. Индукционная печь работает по принципу трансформатора, у которого первичной обмоткой является водоохлаждаемый индуктор, вторичной и одновременно нагрузкой – находящийся в тигле металл. Нагрев и расплавление металла происходят за счет протекающих в нем индуцированных токов, которые возникают под действием электромагнитного поля, создаваемого индуктором.

Индукционная печь (рис. 4.9) состоит из индуктора 1, расположенного на тигле 2 и установленного на каркасе 3.

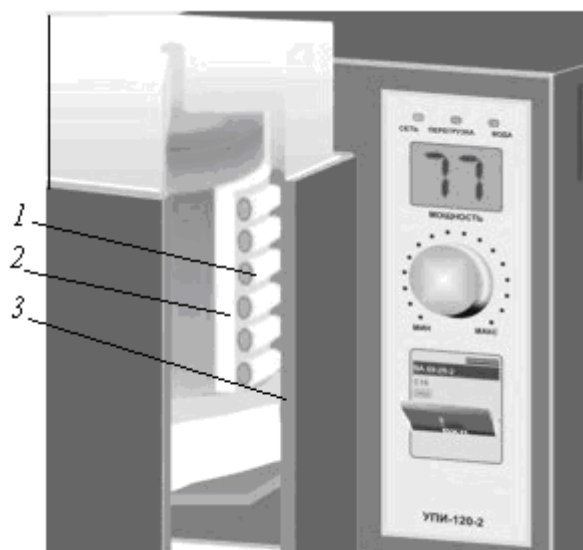


Рис. 4.9. Индукционная печь: 1 – индуктор;
2 – тигель; 3 – каркас

Индуктор представляет собой многовитковую водоохлаждаемую катушку, выполненную из медной трубки. Подвод к индуктору электроэнергии и воды осуществляется с помощью гибких водоохлаждаемых кабелей, соединенных с ним последовательно.

Индукционная печь питается от сети через тиристорный преобразователь частоты ТПЧ-250-1,0 кГц, который преобразует трехфазный ток частотой 50 Гц в однофазный ток повышенной частоты. Мощность индукционной печи регулируется изменением напряжения на выходе преобразователя и автоматического регулирования частоты в процессе плавки. На передней панели преобразователя помещаются органы управления, защиты, сигнализации и контроля преобразователя.

4.3. Электротермическая обработка деталей

При изготовлении и ремонте инструмента, деталей машин и механизмов с целью улучшения их свойств применяют термообработку, то есть тепловое воздействие. Основными видами термообработки являются отжиг, отпуск, закалка, нормализация, цементация. Нагрев деталей до нужной температуры проводится как в пламенных, так и в электрических печах. Температура нагрева зависит от вида термообработки, материала, его структуры.

Отжиг проводится с целью улучшения обрабатываемости деталей. Он заключается в нагреве детали до определенной температуры, выдержке и медленном остывании. При этом снимаются внутренние напряжения в материале.

Отпуск закаленных деталей проводится с целью придания материалу пластичности, прочности и ударной вязкости. При отпуске деталь нагревается до температуры ниже критической и медленно охлаждается на воздухе.

Закалка проводится с целью придания детали высокой прочности. При закалке деталь нагревается до определенной температуры, а затем быстро охлаждается в воде, масле. Закалка бывает сплошной и поверхностной.

Наиболее удобными и эффективными для нагрева при термообработке являются электрические печи.

Широкое распространение получила индукционная поверхностная закалка токами высокой частоты (ТВЧ). Индукционная закалка ТВЧ тел вращения производится с вращением закаливаемой детали. Длинномерные детали закаливаются последовательно с перемещением индуктора вдоль оси детали. Охлаждение поверхности детали непосредственно после нагрева производится струями воды или жидкости под давлением специально подобранного состава.

Для металлических деталей, работающих на трение, изгиб, кручение, высокая твердость требуется только на поверхности, а в сердцевине в некоторых случаях она не только не нужна, но даже нежелательна. Такое сочетание свойств достигается поверхностной закалкой, при которой до температуры закалки нагревается только наружный слой детали, который затем быстро охлаждается. Сердцевина при этом сохраняет свои первоначальные свойства.

Поверхностная закалка ТВЧ зарекомендовала себя как высокопроизводительный и экономичный способ поверхностной термообработки, обеспечивающий высокое качество термической обработки изделий, полностью соответствующий требованиям современного массового производства.

Сущность метода индукционного нагрева ТВЧ заключается в том, что нагреваемая деталь *1* помещается в электромагнитное высокочастотное поле индуктора *2* (рис. 4.10). Электрическая энергия переменного тока индуктора передается в нагреваемую деталь пронизывающим ее магнитным потоком, где индуктируются вихревые переменные токи высокой частоты, плотность которых неравномерна по сечению, они вытесняются магнитным полем к поверхности нагреваемой детали. Проявляется поверхностный эффект. В связи с высокой плотностью индуктированных токов на поверхности нагреваемой детали и происходит быстрый нагрев ее поверхностного слоя.

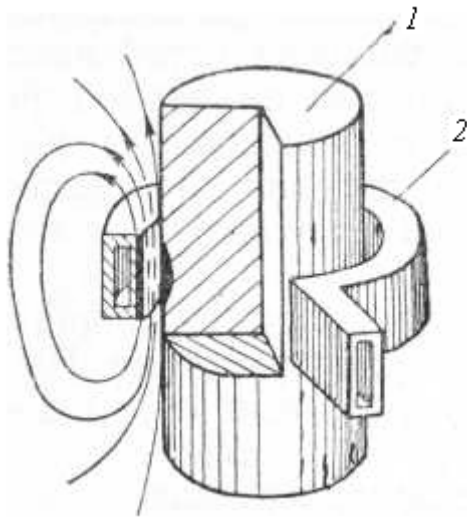


Рис. 4.10. Схема индукционного нагревателя: 1 – нагреваемая деталь; 2 – индуктор

Индукторы 2 изготавливаются из медных трубок, внутри которых циркулирует вода, благодаря чему они не нагреваются. Форма индуктора соответствует внешней форме изделия 1, при этом необходимо постоянство зазора между индуктором и поверхностью изделия. В качестве источника питания обычно используются машинные генераторы с частотой 50...15000 Гц и ламповые генераторы с частотой больше 10^6 Гц. Глубина закаленного слоя – до 2 мм.

На рис. 4.11 показана технологическая схема закалки ТВЧ.

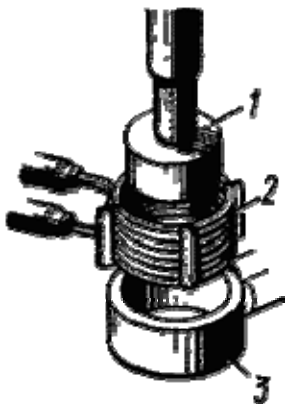


Рис. 4.11. Технологическая схема закалки ТВЧ:
1 – обрабатываемая деталь; 2 – индуктор;
3 – охлаждающее устройство

После нагрева в течение 3...5 с от индуктора 2 деталь 1 быстро перемещается в специальное охлаждающее устройство – спрейер 3, через отверстия которого на нагретую поверхность разбрызгивается закалочная жидкость.

Высокая скорость нагрева смещает фазовые превращения в область более высоких температур. Температура закалки при нагреве токами высокой частоты должна быть выше, чем при обычном нагреве.

4.4. Электроискровая обработка металлов

Электроискровая обработка основана на воздействии на материал искрового разряда. Искровой разряд возникает в электрическом поле и представляет

собой пучок ярких искровых каналов. Эти каналы заполнены плазмой, в состав которой входят не только ионы исходного газа, но и ионы вещества электродов, интенсивно испаряющегося под действием разряда. Электроды подключаются к конденсатору, который является генератором электрических импульсов. Обработка металлов проводится в жидком диэлектрике. При воздействии электрического импульса на обрабатываемый металл происходит точечный нагрев на поверхности металлической детали. При этом металл плавится и испаряется. Кратковременность парообразования придает ему характер взрыва.

Для электроискровой обработки металлов применяют три группы вида установок – контактной, бесконтактной и анодно-механической обработки.

Схема электроискровой установки контактного действия приведена на рис. 4.12.

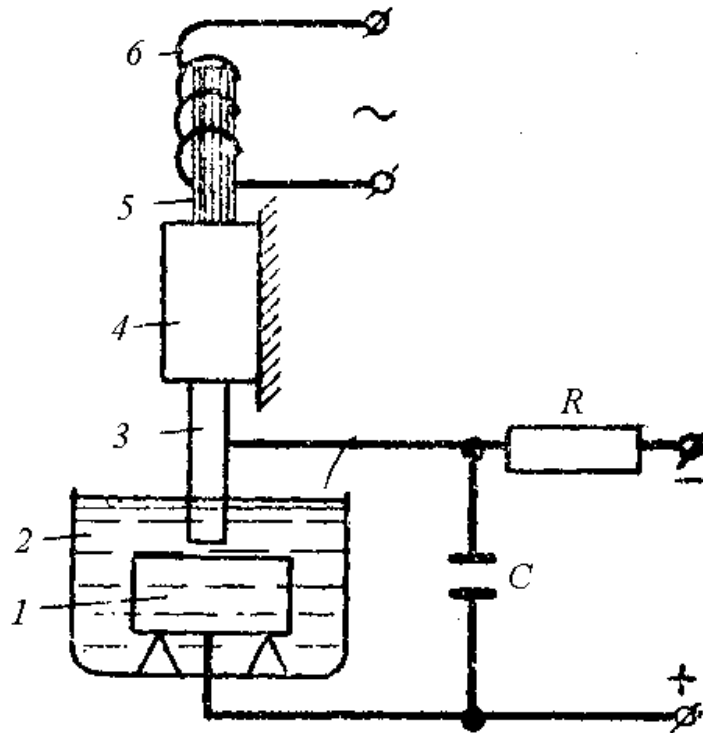


Рис. 4.12. Схема электроискровой установки контактного действия: 1 – обрабатываемая деталь; 2 – ванна; 3 – инструмент; 4 – ползун; 5 – сердечник; 6 – обмотка; R – резистор; C – конденсатор

Обрабатываемая деталь 1 погружается в ванну 2 с жидким диэлектриком (керосином, трансформаторным маслом). Она является анодом. К детали подводится обрабатывающий инструмент 3, являющийся катодом. Инструмент приводится в колебательное движение соленоидом 6 через втягивающийся сердечник 5, закрепленный на ползуне 4. Соленоид подключается к сети переменного тока. При частоте переменного тока 50 Гц инструмент совершает 100 колебаний в секунду.

К электродам *1* и *3* подключен конденсатор *C*, который непрерывно заряжается и разряжается. Когда электроды *1* и *3* разомкнуты происходит зарядка конденсатора *C* от сети постоянного тока через сопротивление *R*.

При соприкосновении электродов при их сближении происходит пробой межэлектродного промежутка и конденсатор *C* разряжается. Вслед за этим происходит КЗ электродов.

Затем инструмент начинает удаляться от изделия. Между электродами появляется зазор, и конденсатор вновь заряжается. Напряжение между электродами повышается и при следующем их сближении вновь произойдет пробой.

Каждый импульсный разряд оставляет на поверхности электродов небольшие лунки. При перемещении катода по поверхности анода происходит снятие слоя металла. Работа установки автоматизируется.

При применении круглого, квадратного, прямоугольного стержня в качестве инструмента можно прошивать в изделии аналогичной формы отверстия.

На рис. 4.13 приведена схема электроискровой установки бесконтактного действия. Электрод-инструмент *2* не имеет возвратно-поступательного движения. Он подводится к обрабатываемой детали *1* при помощи маховичка *5* и винта *4*, перемещающего ползун *3*, в котором закреплен инструмент. Между обрабатываемой деталью и инструментом создается определенный зазор небольшой величины, который во время работы будет периодически пробиваться электрическим разрядом.

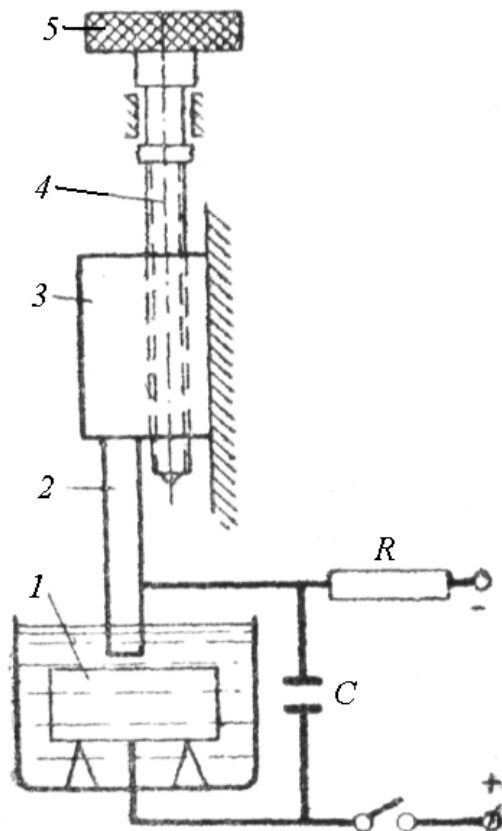


Рис. 4.13. Схема электроискровой установки бесконтактного действия:
1 – обрабатываемая деталь; *2* – инструмент; *3* – ползун; *4* – винт;
5 – маховичок.

Установка работает следующим образом. При включении установки конденсатор C начинает заряжаться от источника постоянного тока через сопротивление R . Напряжения на электродах будет возрастать до пробоя межэлектродного промежутка. Конденсатор разрядится. Затем вновь начнется его зарядка до пробоя. При каждом разряде происходит снятие металла с поверхности детали. Расстояние между электродами увеличивается. Регулирование зазора в заданном режиме обеспечивается путем приближения инструмента 2 к обрабатываемой детали 1 с помощью маховичка 5.

Недостатком электроискровой обработки является интенсивный износ инструмента, являющегося одновременно и электродом.

Электроискровой способ используется для прошивки отверстий и полостей различной формы и сложности.

Импульсное плавление металла применяется при анодно-механическом способе обработки. На рис. 4.14 показана схема *анодно-механической обработки*.

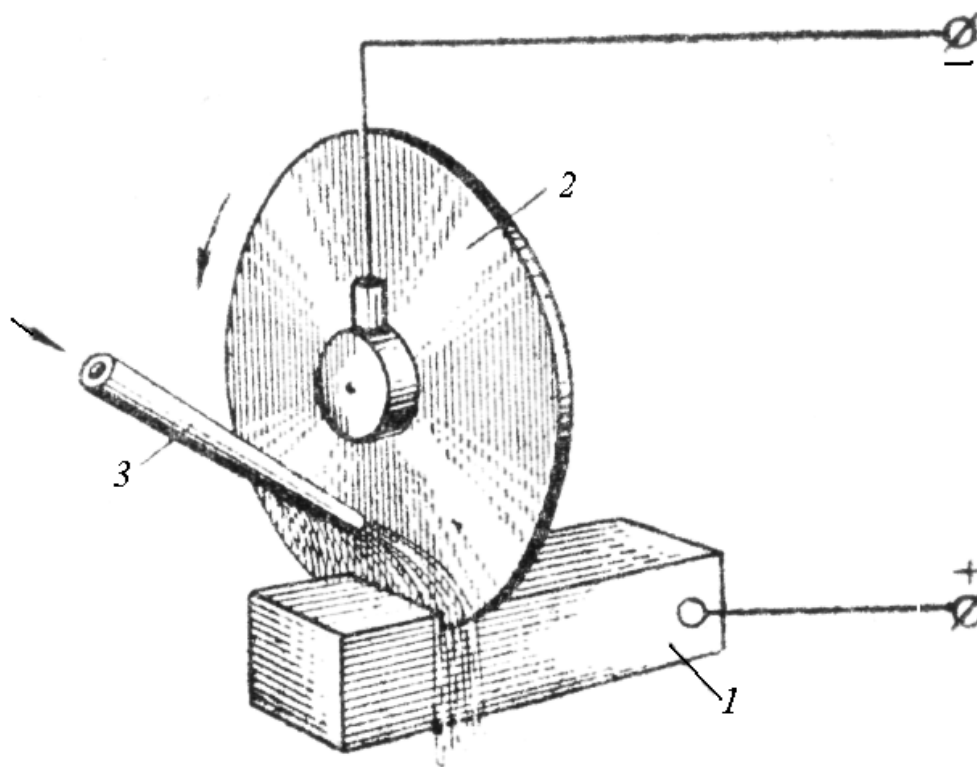


Рис. 4.14. Схема анодно-механической обработки:
1 – обрабатываемая деталь; 2 – инструмент; 3 – сопло

Постоянный ток подводится к обрабатываемой детали 1 и режущему инструменту 2, который с незначительным трением скользит по обрабатываемой поверхности. На пиках шероховатости обрабатываемой детали при соприкосновении с инструментом возникает концентрация тока, что приводит к нагреву точек контактирования и их импульсному плавлению. В зазор между деталью и инструментом подводится из сопла 3 специальная рабочая жидкость (разбавленное водой жидкое стекло), которая образует на поверхности детали пассивную пленку.

Анодно-механическая обработка может использоваться при резке и чистовой обработке металлических деталей.

5. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ

В процессе любого труда человеку необходимо четкое различение объектов труда. Для этого объект труда должен быть хорошо освещен. Используется естественное (солнечное) и искусственное (электрическое) освещение. Электрическое освещение создает освещенность поверхности предметов с помощью источников света, включенных в цепь электрического тока, и обеспечивает возможность их зрительного восприятия или регистрации светочувствительными устройствами.

5.1. Основные светотехнические понятия

Искусственное освещение создается электрическими лампами и осветительными установками, служащими источниками света, обладающими светотехническими характеристиками, как световой поток, световая отдача. Они должны обеспечивать необходимую освещенность рабочих поверхностей и объектов различения.

Световой поток Φ представляет собой мощность лучистой энергии, выделяемой источником света, измеряется в люменах.

Пространственная плотность светового потока в данном направлении называется *силой света*. Сила света I определяется отношением светового потока к значению телесного угла ω , в пределах которого заключен и равномерно распространяется световой поток. Единицей силы света является кандела (кд).

$$I = \frac{\Phi}{\omega}. \quad (5.1)$$

Световая отдача источника света H определяется отношением светового потока к его мощности. Измеряется в люменах на ватт.

$$H = \frac{\Phi}{P}. \quad (5.2)$$

Освещенность определяется отношением светового потока к поверхности освещения.

$$E = \frac{\Phi}{F}, \quad (5.3)$$

где E – освещенность, в люксах (лк); Φ – световой поток, в люменах (лм); F – поверхность освещения, в квадратных метрах (m^2).

Минимальная освещенность на рабочих местах в помещениях устанавливается стандартами, в том числе в электротехнических устройствах, лк:

- в камерах трансформаторов на ТП	50
- в помещениях распределительных устройств	100

Минимальная освещенность на строительных объектах и при выполнении строительных работ устанавливается строительными нормами и правилами СНиП.

Необходимая минимальная освещенность в различных помещениях, установленная нормами СНиП, приведена в табл. 5.1.

Таблица 5.1

Нормы освещенности в помещениях разного типа

Типы помещений	Освещенность Е, лк по нормам СНиП
Архивы	75
Кладовые	50
Конференц-залы	200
Лестницы	100
Офисы общего назначения с использованием компьютеров	200 – 300
Офисы с чертежными работами	500

Минимальная освещенность на строительных объектах и при выполнении строительных работ приведены в табл. 5.2.

Таблица 5.2

Освещенность на строительных объектах и при выполнении строительных работ

Участки строительных площадок и работ	Наименьшая освещенность, Е, лк по нормам СНиП
1. Автомобильные дороги на строительной площадке	2
2. Железнодорожные пути на строительных площадках	0,5
3. Подъезды к мостам и железнодорожным переездам	10
4. Дорожные работы:	
укладка оснований под дорожные покрытия	10
устройство дорожных покрытий; укладка железнодорожных и подкрановых путей	30
5. Погрузка, установка, подъем, разгрузка оборудования, строительных конструкций, деталей и материалов грузоподъемными кранами	10
6. Немеханизированная разгрузка и погрузка конструкций, деталей, материалов и кантовка	2
7. Сборка и монтаж строительных и грузоподъемных механизмов	50

8. Работы внутри технологического оборудования, емкостей, резервуаров, бункеров, аппаратов колонного типа и др.	30
9. Испытание технологического оборудования	
10. Земляные работы, производимые сухим способом землеройными и другими механизмами	50
11. Буровые работы, забивка свай	10
12. Монтаж конструкций стальных, железобетонных и деревянных (каркасы зданий, мосты, эстакады, фермы, балки и т. д.)	10
13. Места разгрузки, погрузки и складирования заготовленной арматуры при проведении бетонных и железобетонных работ	30
14. Стационарные сварочные аппараты, механические ножницы, гибочные станки для заготовки арматуры	2
15. Сборка арматуры (стыковка, сварка, вязка каркасов и т. д.)	50
16. Установка опалубки, лесов и ограждений	30
17. Бетонирование колонн, балок, плит покрытий, мостовых конструкций и т. д.	30
18. Кладка из крупных бетонных блоков, природных камней, кирпичная кладка, монтаж сборных фундаментов	30
19. Сборка и пригонка готовых столярных изделий (оконных переплетов, дверных полотен и т. д.)	10
20. Пилорамы, маятниковые пилы, деревообрабатывающие станки	50
21. Работы по устройству полов	50
22. Кровельные работы	50
23. Работы по гидроизоляции и теплоизоляции	30
24. Штукатурные работы	30
25. Отделка стен помещения сухой штукатуркой; облицовочные работы (керамическими плитами и сборными деталями), оклейка стен помещений обоями	50
26. Малярные работы	100
27. Стекольные работы	100
28. Монтаж трубопроводов и разводка сетей к приборам и оборудованию; установка санитарно-технического оборудования, установка вентиляторов, кондиционеров	75
29. Разделка низковольтных и высоковольтных кабелей, монтаж воронок и муфт, монтаж высоковольтного и низковольтного оборудования, и схем вторичной коммуникации	30
30. Установка электрических приборов, осветительной арматуры и т. д.	100
31. Установка автоматических телефонных станций, контрольно-измерительных приборов	50
32. Монтаж и сборка технологического оборудования	50
33. Монтаж и сборка энергетического оборудования (паровые турбины, гидротурбины, мотор-генераторы)	50
	5

Установлено 8 разрядов зрительной работы, зависящих от характеристики работы и размеров объектов различения (табл. 5.3):

Таблица 5.3

Разряды и характеристики работы

Разряд работы	Характеристика работы	Размер объекта различения, мм	Разряд работы	Характеристика работы	Размер объекта различения, мм
I	Наивысшей точности	$< 0,15$	V	Малой точности	1 – 5
II	Очень высокой точности	0,15 – 0,30	VI	Грубой точности	> 5
III	Высокой точности	0,3 – 0,5	VII	Работа со светящимся материалом и изделиями	
IV	Средней точности	0,5 – 1	VIII	Общее наблюдение за ходом работ	

5.2. Системы и виды электрического освещения

По своему функциональному назначению освещение подразделяется на четыре вида – рабочее, аварийное, эвакуационное и охранное.

Рабочее освещение создает требуемую по нормам освещенность, обеспечивая необходимые условия работы. Рабочее освещение создается светильниками. Светильником называется световой прибор, состоящий из источника света и осветительной арматуры. Светильники в помещениях располагаются рядами по вершинам прямоугольников, ромбов, равносторонних треугольников на высоте, обеспечивающей нормальную освещенность.

Светильники рабочего освещения включаются, как правило, на напряжение 220 В. При перерыве в электроснабжении рабочего освещения должно быть предусмотрено аварийное освещение для продолжения работы или эвакуационное – для эвакуации людей из рабочего помещения.

Аварийное освещение устраивается в помещениях, в которых внезапное отключение рабочего освещения может привести к тяжелым последствиям для людей или оборудования, может вызвать длительное расстройство технологического процесса. При аварийном освещении освещенность на рабочих местах должна быть не менее 10% рабочей освещенности, установленной для нормальных условий.

Светильники аварийного освещения располагаются и работают совместно со светильниками рабочего освещения, но подключаются к независимому источнику питания. Если светильники рабочего и аварийного освещения чере-

дуются, то при отключении рабочего освещения аварийное освещение будет обеспечивать 50% освещенности, что позволяет продолжать многие виды работ.

Эвакуационное освещение необходимо для создания условий безопасного выхода из рабочей зоны и из помещения при погасании рабочего освещения. Если в помещении работают более 50 человек, эвакуационное освещение необходимо даже при отсутствии оборудования в этом помещении. Эвакуационное освещение должно обеспечивать освещенность не менее 0,3 лк.

В темное время суток во многих помещениях и вдоль границ территории необходимо искусственное *охранное освещение* для несения дежурства пожарной и военизированной охраны. Охранное освещение должно обеспечивать освещенность не менее 0,5 лк.

Различают три системы рабочего освещения – общее, местное и комбинированное. *Общее освещение* предназначено для создания необходимой освещенности рабочих поверхностей, объектов различения и помещения в целом. Оно может быть равномерным или локализованным. Общее равномерное освещение обеспечивает равномерное распределение освещенности заданного уровня по всей площади помещения. При этом светильники, как правило, выбираются одного типа и мощности и устанавливаются на одной высоте.

При локальном размещении светильников обеспечивается нужное направление светового потока, лучшее освещение, чем при равномерном освещении, благодаря устранению теней от оборудования. Положение светильников выбирается в зависимости от расположения рабочих поверхностей или производственного оборудования.

Местное освещение предназначается для освещения отдельных рабочих поверхностей. Светильники обычно устанавливаются в непосредственной близости от объекта различения. В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных в отношении поражения электрическим током должны включаться на напряжение не выше 36 В.

Сочетание общего и местного освещения называется системой *комбинированного освещения*.

Выбор той или иной системы освещения определяется характером работы и особенностями технологического процесса. Правильность выбора системы освещения определяет эффективность осветительной установки.

5.3. Источники света и светильники

Источниками света в системе электрического освещения являются устройства, в которых электрическая энергия преобразуется в световую. К ним относятся лампы накаливания, люминесцентные, ртутно-кварцевые с исправленной цветностью, металлогалогенные, ксеноновые и натриевые лампы.

Лампы накаливания. Лампы имеют стеклянную колбу, диаметр которой определяется мощностью лампы. Колбы изготавливают из прозрачного матированного, матированного, опалового или «молочного» стекла. Колба укрепляется в цоколе резьбового, штифтового или фокусирующего исполнения.

Внутри колбы на молибденовых подвесках подвешивается тело накала или излучатель, выполненное в виде спирали из тугоплавкого вольфрама, имеющего температуру плавления 3600°C . Нити накала могут иметь двойную спираль. Нормальные осветительные лампы малой мощности (40 – 60 Вт) выполняются вакуумными, более мощные наполняются смесью инертных газов (аргона и азота) или криптоном. Это позволяет иметь более высокую температуру накала нити.

Основными характеристиками лампы накаливания являются:

электротехнические характеристики:

- номинальное напряжение;
- номинальная мощность, потребляемая из сети;

светотехнические характеристики:

- световой поток;
- световая отдача;

экономические характеристики:

- срок службы (средняя продолжительность горения) – 1000 часов и выше.

Лампы накаливания для рабочего освещения рассчитаны на напряжения 220 и 36 В (для опасных помещений). Автомобильные и тракторные лампы выпускаются на напряжения 6, 12 и 24 В.

Мощность ламп для освещения выбирается из ряда 15, 25, 40, 60, 75, 100, 150, 200, 300, 500, 1000 Вт.

Световой поток находится в прямой зависимости от мощности и температуры нити накала. В процессе горения лампы происходит постепенное распыление вольфрама, что приводит к уменьшению диаметра нити накала и увеличению ее сопротивления и, следовательно, к уменьшению ее мощности и светового потока. У ламп, горевших 75% срока службы, допускается уменьшение светового потока до 20%.

Световая отдача ламп растет с увеличением их мощности.

С целью получения направленного светового потока, выпускаются *лампы с отражающим светом*. Часть внутренней поверхности колбы покрывают зеркальным или диффузным отражающим слоем из серебра или алюминия со стороны цоколя.

Получили распространение *кварцевые лампы накаливания с йодным (галогенным) циклом*. В этих лампах в кварцевую колбу вводится дозированное количество йода, который оседает на внутренней поверхности колбы. Во время горения лампы частицы вольфрама, отрываясь от раскаленной нити накала, оседают на стенках колбы и соединяются с йодом. При этом образуется йодид вольфрама, распадающийся в зоне высоких температур на йод и вольфрам. Частицы йода возвращаются к стенкам колбы, а вольфрам – к нити накала. Срок службы галогенных ламп увеличивается в два раза по сравнению с обычными лампами накаливания. Повышаются и другие характеристики ламп.

Газоразрядные источники излучения. К газоразрядным (газосветным) источникам света относятся газосветные лампы, электродосветные лампы и люминесцентные лампы. В газоразрядных лампах в процессе электрического разряда происходит излучение газа или паров металла; в электродосветных

лампах используется излучение раскаленных при разряде электродов; в люминесцентных лампах в качестве источника излучения используется люминофор, возбуждаемый электрическим разрядом в газе.

Наибольшее распространение получили лампы, в которых в качестве источника света используется разряд в парах ртути. В процессе работы в лампах развивается давление, от величины которого лампы делят на лампы низкого давления до 0,01 МПа, высокого давления до 1 МПа и сверхвысокого давления свыше 1 МПа.

Люминесцентные лампы. В люминесцентных лампах в качестве излучателя применяется люминофор, представляющий собой порошок белого цвета, способный светиться под действием ультрафиолетового излучения. Люминесцентные лампы относятся к лампам низкого давления. В зависимости от цветности и назначения выпускаются лампы следующих типов: ЛБ – лампа белого света, ЛД – лампа дневного света, ЛДЦ – лампы улучшенной цветности, ЛТБ – лампа тепло-белого света, ЛХБ – лампа холодно-белого света. Мощность ламп от 20 до 150 Вт. Люминесцентные лампы имеют светоотдачу в 4–6 раз больше, лампы накаливания такой же мощности.

На рис. 5.1 показана люминесцентная лампа и схема ее включения. Слой люминофора наносится на внутреннюю поверхность колбы, выполненной в виде трубки 5 (рис. 5.1, а). Трубке можно придавать любую конфигурацию. У торцов трубки расположены спиральные вольфрамовые электроды 4, которые крепятся к стеклянной ножке 3. Электроды 4 припаиваются к штырькам 1, являющимися выводами лампы. Штырьки 1 установлены в цоколе 2. После откачки воздуха под небольшим давлением ($6 \cdot 10^{-3} - 10 \cdot 10^{-3}$) в трубку вводятся аргон и дозированное количество ртути (30–80 мГ). Аргон уменьшает распыление оксидного покрытия электродов 4 и облегчает зажигание разряда внутри лампы при ее включении.

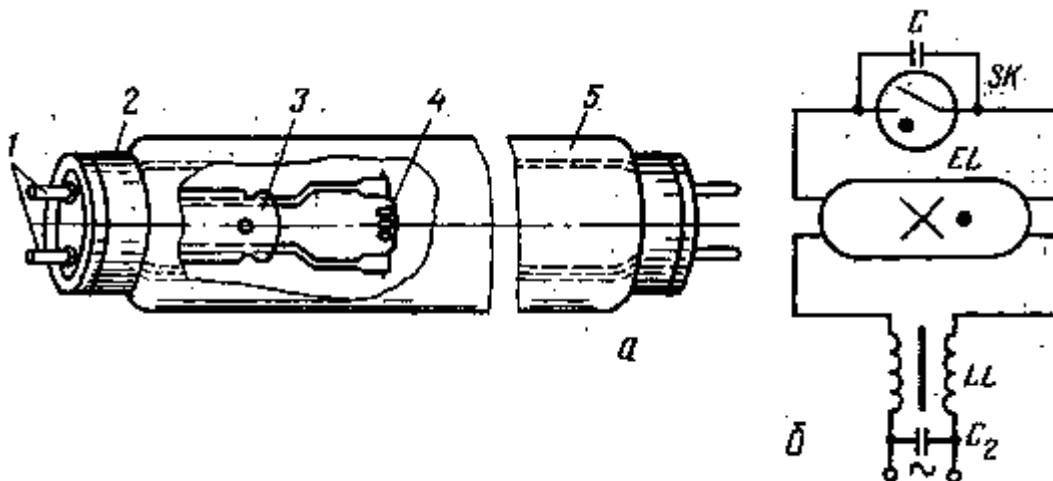


Рис. 5.1. Люминесцентная лампа: а – общий вид; б – схема включения;
1 – штырек; 2 – цоколь; 3 – стеклянная ножка; 4 – электрод; 5 – колба;
EL – обозначение лампы; LL – дроссель; SK – тепловое реле;
C, C₂ – конденсатор

Для нормальной работы лампы применяется пускорегулирующая аппаратура – пускатель (стартер), дроссель и конденсатор, которые устанавливаются в светильнике вместе с лампой. В светильнике имеются гнезда для установки штырьков лампы. Имеются бесстартерные люминесцентные лампы.

Стартер служит для автоматического зажигания лампы при ее включении (рис. 5.1, б). Он состоит из теплового реле SK , имеющего два электрода, размещенных в баллоне, наполненном неоном.

Дроссель LL необходим для облегчения зажигания и обеспечения устойчивости горения лампы. При отсутствии дросселя возникающий в лампе разряд может увеличить проводимость в трубке и привести к недопустимому возрастанию тока.

Конденсатор C , включенный параллельно стартеру, уменьшает радиопомехи, возникающие при срабатывании контактов стартера. Конденсатор C_2 применяется для компенсации реактивной мощности дросселя.

При включении люминесцентной лампы EL в сеть между электродами стартера возникает тлеющий разряд, нагревающий биметаллический электрод стартера. Этот электрод, изгибаясь, соединяет между собой последовательно электроды лампы и по ним начинает протекать ток, нагревающий их до температуры 800–900 °С. По мере разогрева лампы находящаяся внутри ртуть испаряется. Вследствие возникновения термоэлектронной эмиссии из электродов вылетают электроны, которые образуют ртутно-электронные облачка вокруг каждого электрода. При соприкосновении электродов стартера исчезает тлеющий разряд. Биметаллический электрод начинает остывать и через некоторое время цепь электродов лампы размыкается. В дросселе оказывается запас энергии. ЭДС самоиндукции дросселя и напряжение сети вызывают зажигание лампы.

В результате прохождения тока между электродами пары ртути ионизируются и испускают ультрафиолетовое излучение, действующее на люминофор, что заставляет его излучать видимый свет.

Выпускаются люминесцентные рефлекторные лампы, предназначенные для эксплуатации в условиях повышенной запыленности. В них около 0,7% внутренней поверхности трубки под слоем люминофора покрыто диффузно отражающим слоем металла. Весь световой поток излучается в направлении выходного окна. Сила света при выходе из выходного окна до 80% выше, чем у обычных люминесцентных ламп. Такие лампы используются в светильниках без отражателей.

Срок службы люминесцентных ламп составляет более 12000 час.

Недостатком люминесцентных и всех газоразрядных ламп является то, что их световой поток пульсирует с двойной частотой тока сети. Может возникнуть стробоскопический эффект. Для устранения этого эффекта газоразрядные лампы применяют двухламповые схемы, у которых световые потоки находятся в противофазе.

Дуговые ртутные лампы (ДРЛ). Лампы ДРЛ относятся к лампам высокого давления с исправленной цветностью. Они обладают высокой светочувствительностью (50-60 лм/Вт), большим сроком службы (до 20 000 час). Колба

лампы 1 (рис. 5.2, а) имеет эллипсоидную форму, выполнена из термостойкого стекла и изнутри покрыта слоем люминофора 7, предназначенного для исправления цветности. Колба лампы приклеивается к цоколю 4. Внутри колбы расположена горелка 2 в виде трубки из кварцевого стекла с основными 3 и дополнительными электродами 6, впаянными в торцы. Электроды выполнены из вольфрама. Дополнительные электроды подключены к основным через токоограничивающие резисторы 5 на противоположных торцах горелки. Внутри горелки находится аргон и дозированное количество ртути. Для стабилизации свойств люминофора полость колбы 1 заполнена углекислым газом.

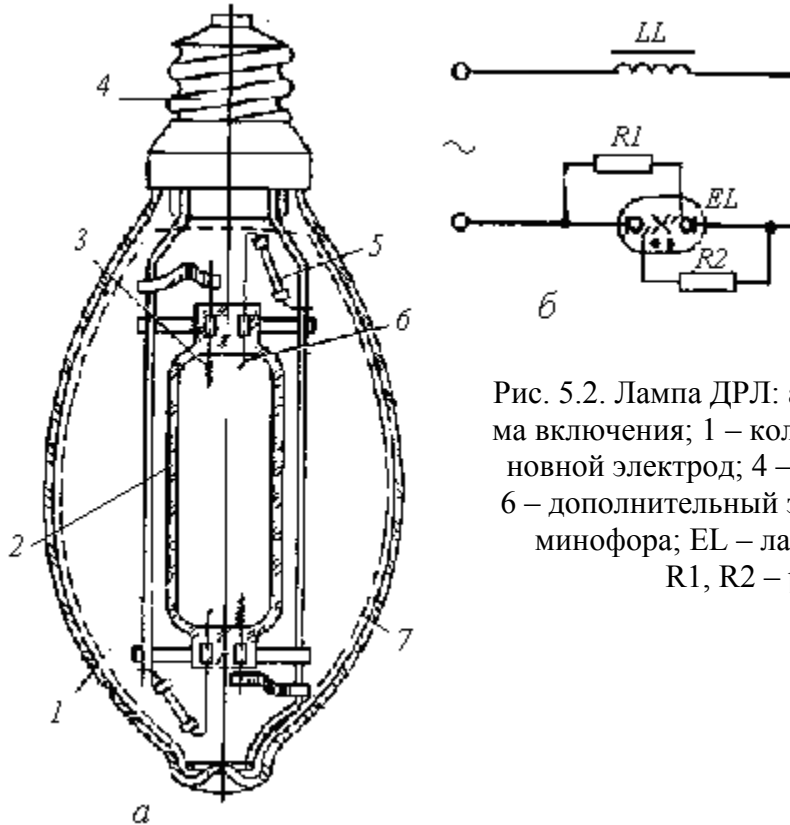


Рис. 5.2. Лампа ДРЛ: а – общий вид; б – схема включения; 1 – колба; 2 – горелка; 3 – основной электрод; 4 – цоколь; 5 – резистор; 6 – дополнительный электрод; 7 – слой люминофора; EL – лампа; LL – дроссель; R1, R2 – резисторы

Лампа ДРЛ (EL) включается в сеть в соответствии с рис. 5.2, б. При включении лампы между основными и дополнительными электродами возникает разряд, ионизирующий газ в горелке, что способствует возникновению разряда между главными электродами. После зажигания лампы разряд между основными и вспомогательными электродами прекращается. Дроссель LL применяется для ограничения тока разряда и стабилизации его при отклонениях напряжения в допустимых пределах. Резисторы R1, R2 ограничивают ток.

Лампы могут работать в широком диапазоне температур окружающей среды (от -40 до $+80^{\circ}\text{C}$).

5.4. Светильники

Светильником называют светотехническое устройство, состоящее из источника света и осветительной арматуры, предназначенное для освещения близко расположенных объектов. Устройство, предназначенное для освещения удаленных объектов, называется *прожектором*.

В жилых помещениях, административных зданиях, помещениях культурно-бытового назначения и сельскохозяйственном производстве применяются различные светильники с лампами накаливания и газоразрядными лампами. Их исполнение зависит от характера окружающей среды, климатических факторов, требований к светораспределению, ограничений слепящего действия и соображений экономики. Помещения по окружающей среде могут быть сухими, влажными, особо влажными, пыльными, пожаро- и взрывоопасными, с химически агрессивной средой. Часто бывают помещения, в которых сочетаются различные условия.

В светильниках осуществляется перераспределение светового потока ламп путем использования осветительной арматуры, к которой относятся специальные рассеиватели, отражатели, а также преломляющие оптические системы.

Рассеиватели рассеивают световой поток, создаваемый лампой. Их изготавливают из обычного прозрачного или матового (молочного или опалового) стекла.

Отражатели предназначены для формирования направления светового потока. Они могут дать направленное, рассеянное или направленно-рассеянное отражение. Изготавливаются обычно из металла, либо из пластмасс, покрытых металлом.

Электрические светильники делятся на открытые, защищенные, влагозащищенные, пыле-, водонепроницаемые, взрывозащищенные.

Основными характеристиками, определяющими светотехническую эффективность светильника в заданных условиях, являются светораспределение, защитный угол и коэффициент полезного действия. Светораспределение может быть симметричным или несимметричным. Светораспределение источника света изображается кривой, отражающей зависимость

$$I = f(\alpha),$$

где I – сила света в данном направлении; α – угол между осью симметрии и данным направлением.

Кривые силы света светильников по своей форме подразделяются на семь типов: концентрированная (К), глубокая (Г), косинусная (Д), полуширокая (Л), широкая (Ш), равномерная (М) и синусная (С).

Кривые силы света обычно строятся для условной лампы со световым потоком $\Phi = 1000$ лм. На рис. 5.3 приведены типовые кривые силы света (в условных единицах) [11].

Защитный угол образуется горизонтальной линией, проходящей через тело накала лампы, и линией, соединяющей крайнюю точку тела накала с противоположным краем отражателя (рис. 5.4).

Светильники с защитным углом менее 30° недостаточно защищают глаза от прямых лучей света.

Коэффициент полезного действия светильника определяется отношением светового потока светильника $\Phi_{св}$ к световому потоку лампы $\Phi_{л}$.

$$\eta = \frac{\Phi_{св}}{\Phi_{л}}. \quad (5.4)$$

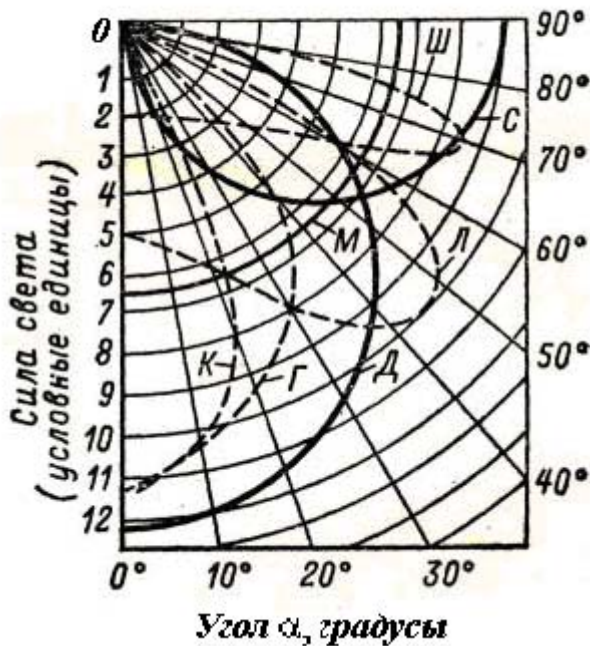


Рис. 5.3. Кривые силы света

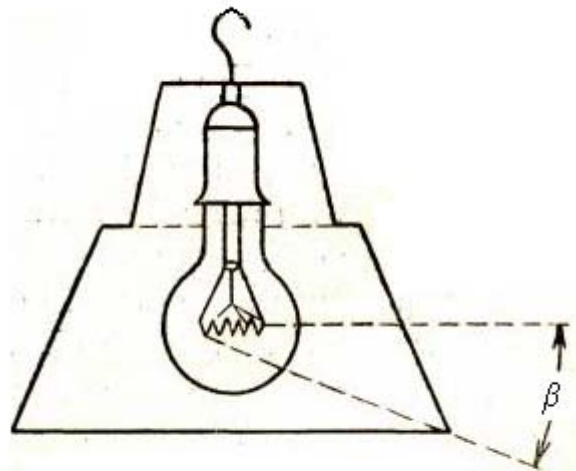


Рис. 5.4. Защитный угол светильника

В жилых, административных помещениях применяют подвесные люстры и настенные бра с лампами накаливания, светильники с люминесцентными лампами. В помещениях сельскохозяйственного назначения также применяют светильники с лампами накаливания и люминесцентными лампами.

На рис. 5.5 приведены некоторые конструкции светильников для общего освещения помещений на строительных объектах.

Основными конструктивными элементами светильников являются металлический или пластмассовый корпус 1, защитное стекло 2, защитная проволочная сетка 3. В одной конструкции некоторые из перечисленных элементов могут отсутствовать.

Светильник ПСХ (рис. 5.5, а) применяется во влажных помещениях, в сараях, на внешних стенах зданий и сооружений. Светильник имеет уплотнение по периметру рассеивателя.

Пыленепроницаемый светильник ПНП (рис. 5.5, б) предназначен для общего освещения сырых и пыльных производственных помещений. В нем мож-

но устанавливать две лампы мощностью по 100 Вт. Герметизация осуществляется резиновой уплотнительной прокладкой.

Для освещения производственных с повышенным содержанием пыли и относительной влажностью воздуха более 75% применяют светильники НСПОЗ (рис. 5.5, в). Их исполнение полугерметическое, влагозащищенное. Между корпусом и защитным стеклом имеется термостойкая уплотнительная резиновая прокладка. Ввод проводов выполняется через сальниковое уплотнение.

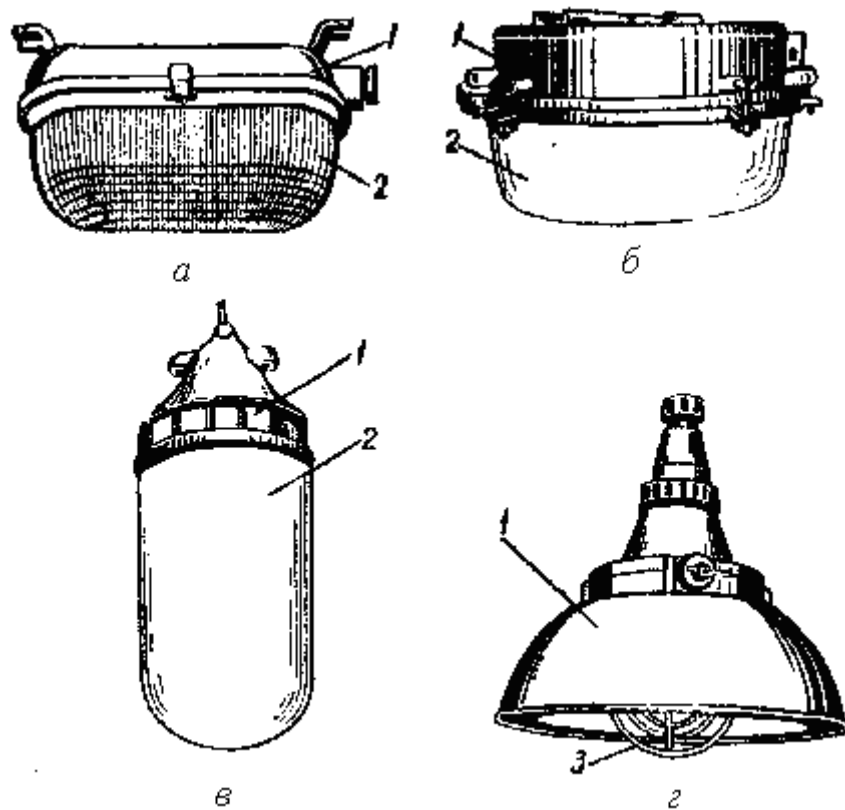


Рис. 5.5. Светильники для освещения помещений на строительных объектах: а – ПСХ; б – ПНП; в – НСПОЗ; г – ППД: 1 — пластмассовый корпус; 2 – защитное стекло; 3 – защитная проволочная сетка

Пыленепроницаемые светильники ППД (рис. 5.5, г) предназначены для освещения производственных помещений с повышенным содержанием пыли и с химически активной средой, пожароопасных и взрывоопасных помещений.

Светильники с люминесцентными лампами применяются для освещения птичников, производственных помещений.

Для наружного освещения применяются светильники СПО, РКУ.

Для освещения удаленных объектов применяются прожекторы заливного света ПЗС. Прожекторы имеют стальные хромированные отражатели, снабженные фокусирующими устройствами. Корпус прожектора может вращаться на подставке вокруг вертикальной и горизонтальной осей и закрепляться неподвижно в любом положении. В прожекторах применяются лампы накаливания мощностью 150–1000 Вт. В прожекторах с параболическими отражателями могут применяться люминесцентные лампы.

В помещениях светильники размещают рядами. Их подвешивают на определенной высоте в зависимости от высоты помещения, разряда работы, типа светильника или закрепляют на стенах или конструкциях.

Ручные переносные светильники не должны допускать возможности прикосновения к токоведущим частям и должны быть обеспечены отражателем светового потока. Корпус светильников выполняется из изоляционного влагостойкого и теплостойкого материала. Лампа должна быть защищена от механических повреждений защитной сеткой, крепящейся к корпусу.

5.5. Расчет электрического освещения в помещениях

При расчете электрического освещения определяют число и мощность ламп, необходимых для обеспечения требуемой освещенности. При проектировании освещения применяют следующие методы расчета освещения: метод удельной мощности, метод коэффициента использования, точечный метод, метод светящихся полос.

Метод удельной мощности. Применяемый при расчете освещения метод удельной мощности является самым простым. По этому методу определяют необходимую (установленную) мощность ламп для освещения заданной площади освещаемого помещения по формуле

$$P_{\text{уст}} = p_{\text{уд}} F, \quad (5.5)$$

где $p_{\text{уд}}$ – удельная мощность на единицу площади; F – площадь освещаемого помещения.

Удельная мощность зависит от характеристики освещаемого помещения, типа и мощности ламп, типа светильников, высоты подвеса и размещения светильников. Поэтому значения удельной мощности приводятся в справочных материалах, размещенных в таблицах.

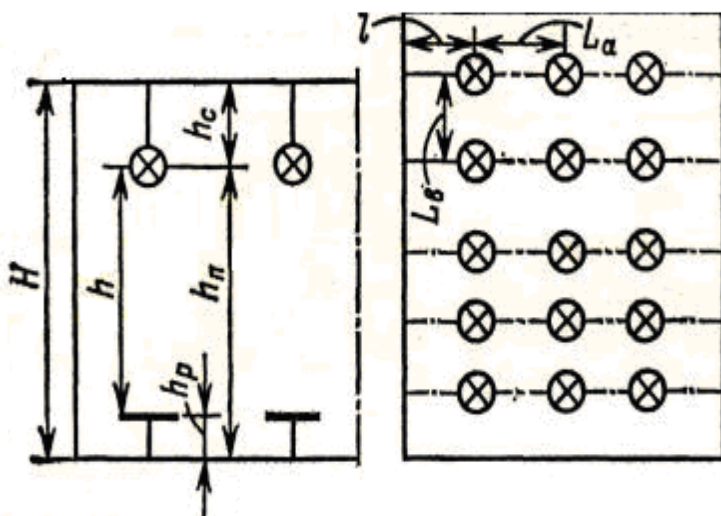


Рис. 5.6. Размещение светильников в помещении:

H – высота помещения; h_c – высота свеса (расстояние от перекрытия до светильника); h_n – высота светильника над полом; h_p – высота рабочей поверхности (расстояние от пола до рабочей поверхности); h – расчетная высота (расстояние от светильника до рабочей поверхности); L_a – расстояние между светильниками в ряду; $L_б$ – расстояние между рядами светильников; l – расстояние от крайних светильников или их рядов до стены

На плане помещения, исходя из рациональных соображений с учетом высоты помещения, высоты подвеса светильников, высоты размещения рабочей

поверхности, размещают светильники и определяют их количество (n). Размещение светильников в помещении показано на рис. 5.6.

Определяют мощность лампы

$$P_{\text{л}} = \frac{P_{\text{уст}}}{n}. \quad (5.6)$$

После этого выбирают светильники с лампами равной расчетной или большей ближайшей мощности.

Метод удельной мощности применяется только для расчета общего равномерного освещения.

Метод коэффициента использования. Метод предназначен для расчета общего освещения в закрытых помещениях при симметричном расположении светильников. Расчет освещения в помещении начинают с размещения светильников (рис. 5.6). При этом учитывают конфигурацию помещения и отражение света от стен и потолков.

Определяется расчетный световой поток одной лампы для обеспечения требуемой по нормам освещенности.

$$\Phi = \frac{E_{\text{н}} F K_{\text{зан}} z}{n \eta}, \quad (5.7)$$

где $E_{\text{н}}$ – нормированная освещенность; F – площадь освещаемой поверхности; $K_{\text{зан}}$ – коэффициент запаса, учитывающий старение и загрязненность источников света и арматуры, загрязнение стен и потолка. При освещении лампами накаливания $K_{\text{зан}}$ принимается равным $1,3 \div 1,7$ и при освещении люминесцентными лампами $1,5 \div 2,0$; z – коэффициент минимальной освещенности. $z = \frac{E_{\text{ср}}}{E_{\text{н}}}$; $E_{\text{ср}}$ – средняя освещенность. Коэффициент z зависит от размера и формы помещения, коэффициентов отражения стен и потолка и особенностей светораспределения. Значения коэффициента минимальной освещенности определяется по справочным материалам по расчету освещения. В расчетах можно принимать $z = 1,1$ для люминесцентных ламп и $z = 1,15$ для ламп накаливания и ДРЛ; n – число светильников (как правило, намечается до расчета); η – коэффициент использования светового потока источника света. Коэффициент использования светового потока зависит от индекса помещения, который определяется по формуле

$$i = \frac{F}{h(L_{\text{н}} + B_{\text{н}})} = \frac{L_{\text{н}} B_{\text{н}}}{h(L_{\text{н}} + B_{\text{н}})}, \quad (5.8)$$

$L_{\text{н}}$ – длина помещения; $B_{\text{н}}$ – ширина помещения.

Значения коэффициента использования для светильников различных типов в зависимости от индекса помещения определяется по справочным материалам по расчету освещения.

По расчетному световому потоку Φ выбирается светильник, световой поток лампы которого может отличаться от расчетного на $(-10 \div +20)\%$. В противном случае корректируется число светильников.

Точечный метод. Метод применяется для расчета освещения при любом расположении поверхностей и размещении источников света. При расчете освещения точечным методом определяется освещенность в контрольных точках, освещение в которых обеспечивается близлежащими светильниками. Светильники могут быть расположены в один ряд, в шахматном порядке и в несколько рядов. На рис. 5.7 показаны характерные контрольные точки и варианты размещения светильников. В качестве контрольной точки выбирают точку с наименьшей освещенностью. Точки, лежащие непосредственно у стен, не учитывают.

При расчете освещения горизонтальных поверхностей пользуются формулой

$$\Phi = \frac{EK_{\text{зап}}}{\kappa_d E_{\Sigma}}, \quad (5.9)$$

где E – заданная освещенность; $K_{\text{зап}}$ – коэффициент запаса; κ_d – коэффициент дополнительной освещенности; $E_{\Sigma} = \sum e$ – суммарная освещенность в контрольной точке, определяемая как сумма значений условных освещенностей e от каждого светильника, рассчитанных при условном потоке ламп светильника 1000 лм. Условная освещенность e зависит от светораспределения светильников, расчетной высоты h и расстояния проекции светильника на рабочую поверхность до контрольной точки d . Для определения условной освещенности пользуются справочным материалами по расчету освещения.

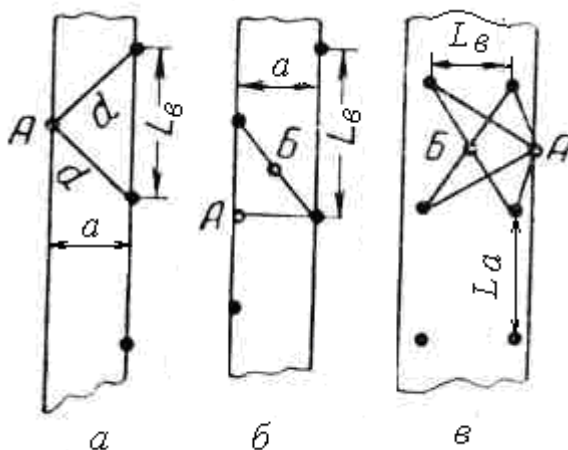


Рис. 5.7. Характерные контрольные точки и варианты размещения светильников: а – однорядное; б – шахматное; в – многорядное

Метод светящихся полос. Совокупность светильников, расположенных в линию можно представить светящейся линией, полосой. Характеристикой светящихся полос является линейная плотность светового потока светильников f , равная частному от деления суммарного светового потока ламп в линии (полосе) Φ на длину этой линии $L_{\text{л}}$.

$$f = \frac{\Phi}{L_{\text{л}}} = \frac{\Phi}{l_c + l_p}, \quad (5.10)$$

где Φ – суммарный поток ламп; L_d – длина световой линии; l_c – длина сплошного элемента линии, если линия имеет разрывы; l_p – длина разрывов в линии. Метод светящихся полос является производным от точечного метода. Он при использовании известных формул позволяет определять освещенность при заданной плотности светового потока.

5.6. Наружное освещение строительных площадок

Наружное освещение строительных площадок может осуществляться подвесными или жестко закрепленными светильниками. Для наружного освещения могут применяться прожектора заливающего света.

Светильники закрепляют на опорах на высоте 6–7 м над землей с расстоянием между соседними светильниками до 40 м. Для дорог или площадок шириной не более 10 м применяется однорядное освещение. При большей ширине применяется установка светильников по оси дороги или, что более приемлемо, в два ряда по краям.

При однорядном расположении светильников расчет освещения производится точечным методом по контрольной точке А, расположенной посередине между светильниками, по краю дороги с противоположной стороны от светильников (рис. 5.7, а). В этом случае учитывается освещенность от двух ближайших светильников.

При расчете наружного освещения, освещения улиц и проездов часто задаются мощностью лампы и по ней определяют расстояние между светильниками.

Величина суммарной относительной освещенности определяется по формуле

$$E_{\Sigma} = \frac{E_{K_{\text{зап}}}}{K_d \Phi} 1000. \quad (5.11)$$

Расстояние между светильниками при однорядном расположении

$$L_B = 2\sqrt{d^2 - a^2} \quad (5.12)$$

При шахматном расположении светильников (рис. 5.7, б) наименее благоприятными с точки зрения освещенности могут оказаться как точка А, так и Б. Это зависит от соотношения расстояний между рядами светильников и расстояниями между светильниками в ряду. Минимальная освещенность может быть в точке А (широкая улица, дорога) или в точке Б (узкая улица).

Прожекторное освещение строительных площадок применяется в случаях, если на освещаемой площадке нельзя рационально разместить светильники или их установка невозможна. Прожекторы могут устанавливаться на опорах, мачтах, зданиях или других сооружениях. Могут применяться инвентарные переносные опоры. Высота установки прожекторов ПЗС-35 принимается около 15 м, а ПЗС-45 – до 25 м. Требования к высоте установки не распространяются

на прожекторы, не оказывающие слепящего действия, например, при охранном освещении вдоль линий, граничащих с пустырями.

Управление наружным освещением может быть автоматизировано с помощью фотореле. При достаточном естественном освещении фотореле отключает осветительную установку от источника. В схемах автоматического управления освещением предусматривается переключение на ручное управление.

5.7. Местное освещение

Местное освещение имеет преимущество перед общим освещением в том, что за счет концентрированно направленного светового потока на рабочую поверхность создается высокая освещенность при небольшой мощности источника света. Светильник местного освещения располагается на шарнирном кронштейне в непосредственной близости от поверхности различения так, чтобы он не мешал рабочему. Кронштейн крепления светильника не должен подвергаться вибрациям.

Для светильников местного освещения допускается применение напряжения до 250 В по отношению к земле только в помещениях без повышенной опасности поражения током. В помещениях с повышенной опасностью и особо опасных допускается напряжение не более 42 В. Для переносных ручных светильников напряжение также не должно превышать 42 В, а в особо неблагоприятных условиях в отношении поражения электрическим током напряжение должно быть не более 12 В.

Местное освещение при производстве земляных, бетонных работ, при выполнении кирпичной кладки выполняется светильниками, установленными на переносных инвентарных стойках высотой 2,5 м. Подвод напряжения должен осуществляться гибким кабелем. Переносные инвентарные стойки для транспортировки разбираются.

6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ

6.1. Понятие электрической нагрузки

Электроприемники, включенные в электрическую сеть для работы, создают в сети нагрузки, которые выражаются в единицах мощности или тока. Электроприемники присоединяются к электрическим сетям в одиночку или группами. В состав группы могут входить электроприемники как одинакового, так и различного назначения и режима работы [1-3]. Режим работы системы электроснабжения одинаковых приемников или их групп зависит от режима работы или сочетаний режимов работы одиночных приемников или их групп.

В процессе работы электроприемников характер нагрузки в сети может оставаться неизменным, изменяться в отдельных или всех фазах, сопровождаться появлением высших гармоник тока или напряжения. В связи с этим нагрузку в сети можно разделить на спокойную симметричную (преобладающее большинство трехфазных электроприемников), резкопеременную, несимметричную и нелинейную. Резкопеременная, несимметричная и нелинейная нагрузка относятся к специфическим нагрузкам.

Резкопеременная нагрузка характеризуется резкими набросами и провалами мощности или тока. *Несимметричная нагрузка* характеризуется неравномерной загрузкой фаз. Она вызывается однофазными и реже трехфазными приемниками с неравномерной загрузкой фаз. При несимметричной нагрузке в сети возникают токи прямой, обратной и нулевой последовательности. *Нелинейная нагрузка* создается электроприемниками с нелинейной вольт-амперной характеристикой. При нелинейной нагрузке в сети появляются высшие гармоники тока или напряжения, искажается синусоидальная форма тока или напряжения.

Специфические нагрузки обычно создаются электродуговыми печами, сварочными установками, полупроводниковыми преобразовательными установками. Эти установки, в основном, принадлежат промышленным предприятиям. Учитывая связь электрических сетей промышленных предприятий и сетей сельскохозяйственного назначения через трансформаторные подстанции, можно считать, что специфические нагрузки промышленных предприятий оказывают влияние и на электрические сети сельскохозяйственного назначения.

По мощности электроприемники сельскохозяйственного назначения можно разделить на три группы: большой мощности (свыше 50 кВт), средней мощности (от 1 до 50 кВт) и малой мощности (до 1 кВт). Некоторые приемники используют для работы постоянный ток и токи повышенной (до 400 Гц) или высокой частоты (до 10 кГц).

Во время работы одни группы приемников могут допускать перерывы в электроснабжении, в то же время перерыв в электроснабжении других недопустим. По надежности и бесперебойности электроснабжения электроприемники делятся на три категории.

К *первой категории* относятся электроприемники и комплексы электроприемников, перерыв электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб (повреждение основного оборудования), расстройство технологического процесса. Эти приемники должны иметь возможность обеспечения электроэнергией не менее чем от двух независимых источников питания. Нарушение их электроснабжения допускается только на время автоматического восстановления электроснабжения от второго источника.

К *второй категории* относятся электроприемники и комплексы электроприемников, перерыв электроснабжения которых приводит к массовому недовыпуску продукции, простоям рабочих и механизмов.

Электроснабжение приемников второй категории должно обеспечиваться от двух независимых источников питания. Перерыв в электроснабжении допус-

кается на время, необходимое для автоматического и оперативного переключения на второй источник.

К *третьей категории* относятся электроприемники и комплексы электроприемников, не попадающие под определения первой и второй категорий. Электроснабжение их может осуществляться от одного источника питания. Перерыв электроснабжения допускается на время проведения восстановительных работ, но не более одних суток.

Работа большинства электроприемников сопровождается потреблением из сети не только активной, но и реактивной мощности [1, 3]. Активная мощность преобразуется в теплоту, механическую мощность на валу рабочей машины и т. п. Реактивная мощность расходуется на создание магнитных полей в электроприемниках. Ее основными потребителями являются асинхронные двигатели, трансформаторы, реакторы, индукционные печи, в которых ток отстает по фазе от напряжения. Потребителями реактивной мощности также являются электроустановки, работа которых сопровождается искажением синусоидальной кривой тока или напряжения. Потребление реактивной мощности характеризуется коэффициентом мощности $\cos\varphi$, представляющим собой отношение активной мощности P к полной мощности S . Удобным показателем является коэффициент реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$, выражающий отношение реактивной мощности Q к активной P , т. е. он показывает, какая реактивная мощность потребляется на единицу активной мощности.

Установки с опережающим током являются источниками реактивной мощности. Их применяют для компенсации реактивной нагрузки с индуктивным характером цепи.

Таким образом, нагрузка в электрической сети представляется активными и реактивными нагрузками.

Появление в распределительной сети электрической нагрузки вызывает нагрев токоведущих частей – проводов, кабелей, коммутационных аппаратов, обмоток электродвигателей и трансформаторов. Чрезмерный их нагрев может привести к преждевременному старению изоляции и ее износу. В связи с этим температура токоведущих частей не должна превышать допустимых значений. Сечение проводов и кабелей, коммутационных аппаратов должно выбираться по допустимому току нагрузки. Для определения допустимого (расчетного) тока нагрузки должна быть определена расчетная мощность нагрузки.

За *расчетную нагрузку* при проектировании и эксплуатации СЭС принимается такая неизменная во времени нагрузка $I_{рсч}$, которая вызывает максимальный нагрев токоведущих и соседних с ними частей, характеризующийся установившейся температурой. Нагрев не должен превышать допустимого значения. Обычно установившееся тепловое состояние для большинства проводов и кабелей наступает за 30 минут (около трех постоянных времени нагрева – $3T$, т. е. постоянная времени нагрева $T = 10$ мин). В установках с номинальным током нагрузки более 1000 А установившаяся температура достигается за время не менее 60 мин.

6.2. Графики электрических нагрузок

Изменение электрической нагрузки во времени называется графиком электрической нагрузки. Графики электрических нагрузок строятся в прямоугольных координатах и представляются плавными кривыми или ломаными линиями.

На рис. 6.1 показаны различные способы представления графиков электрических нагрузок $P = f(t)$. Графики нагрузок могут быть представлены плавными кривыми линиями и ломаными (ступенчатыми) линиями с интервалом осреднения на каждой ступени 30 мин (рис. 6.1,а) и 60 мин (рис. 6.1,б) в зависимости от времени достижения предельно допустимой температуры при максимальной нагрузке.

Графики электрических нагрузок строятся с помощью самопишущих приборов (амперметры, ваттметры), по визуальному отсчету показаний стрелочных приборов через равные промежутки времени, по отсчету показаний счетчиков активной энергии через те же интервалы времени. График, построенный с помощью самопишущего прибора, является криволинейным, а построенный по показаниям счетчиков энергии – ступенчатым, где на каждой ступени показывается средняя мощность за контролируемый промежуток времени.

Нагрузка в каждый момент времени является величиной случайной, закон распределения которой во времени изменяется.

Графики электрических нагрузок строятся как для одиночных электроприемников, так и для их групп. Для одиночных электроприемников строятся индивидуальные графики и для группы электроприемников – групповые графики.

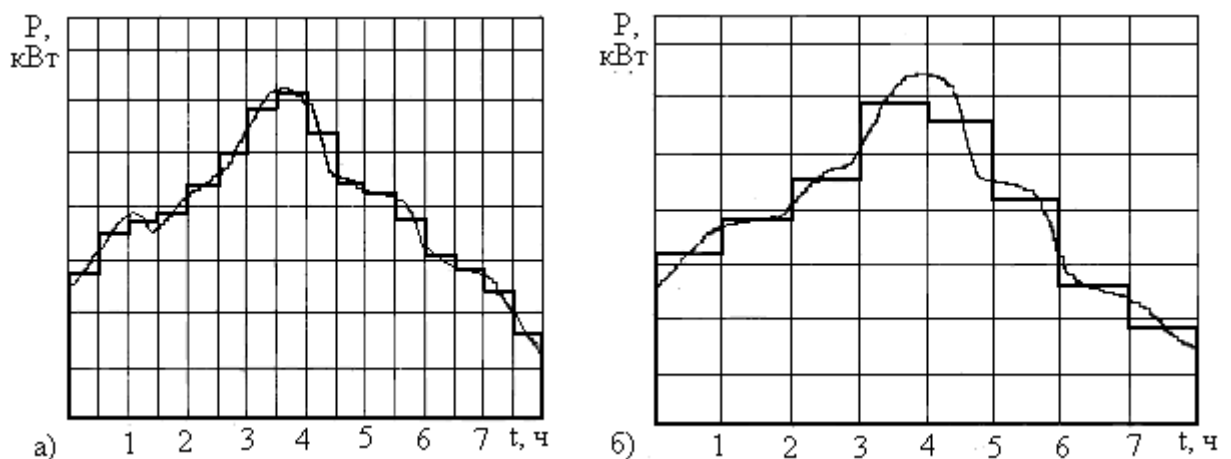


Рис. 6.1. Сменные графики электрических нагрузок, выраженные кривыми и ломаными линиями: а – с интервалом осреднения 30 мин.; б – с интервалом осреднения 60 мин.

Характер и форма индивидуального графика нагрузки электроприемника определяются технологическим процессом. Групповой график представляет собой результат суммирования индивидуальных графиков электроприемников,

входящих в группу. Конфигурация группового графика зависит от многих случайных факторов – различной загрузки отдельных электроприемников, сдвигом во времени их включения и отключения. Устойчивые графики для отдельных предприятий, производств называют *типовыми*.

Графики электрических нагрузок во времени действия нагрузки делят на сменные, суточные, месячные, сезонные (летние, зимние) и годовые.

Сменные графики строят за время продолжительности смены с учетом технологических перерывов в работе электроприемников. Суточные графики охватывают время от 0 до 24 часов. При построении графика принимают среднюю нагрузку за время осреднения. На этом графике выделяют наиболее загруженную смену, т.е. смену, в течение которой наблюдается наибольший выпуск продукции и наибольшее потребление электроэнергии. Такие графики характерны для предприятий и производств с 2-х – 3-х – сменным и непрерывным режимом работы. Месячные графики строят с целью определения расхода электроэнергии на производственные и непроизводственные нужды и оплаты за электроэнергию. При анализе таких графиков можно выделить недели, декады, в течение которых имеет место наибольший выпуск продукции и наибольшее потребление электроэнергии.

По сезонным и годовым графикам определяют максимальную нагрузку, зависящую от сезонных факторов (отопление, вентиляция, подача воды на непроизводственные нужды), расход электроэнергии за сезон и год. На рис. 6.2 представлен суточный график активной и реактивной нагрузки группы сельскохозяйственных предприятий при трехсменной работе в зимнее время.

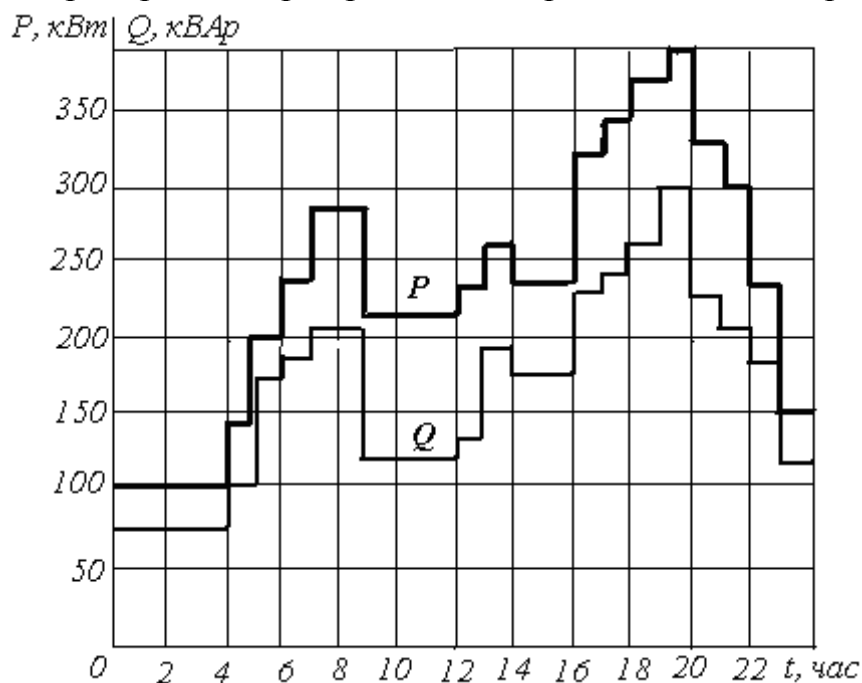


Рис. 6.2. Суточный график активной (P), реактивной (Q) нагрузки

Из суточного графика видно, что наиболее загруженной сменой является вечерняя (с 16 до 24 часов), менее загруженной – ночная (с 23 до 7 часов). Максимальная нагрузка наблюдается с 18 до 20 часов. В это время наряду с силовой нагрузкой технологического оборудования добавляется осветительная нагрузка. Максимальная нагрузка из приведенного графика принимается за расчетную нагрузку при выборе электрических устройств по допустимому нагреву.

На графике электрических нагрузок площадь, ограниченная ломаной линией изменения активной нагрузки $P = f(t)$ и осями координат, представляет собой активную энергию W_a , потребляемую приемниками из сети для преобразования в другие виды.

Площадь, ограниченная линией изменения реактивной нагрузки $Q = f(t)$ и осями координат, выражает реактивную энергию W_p , циркулирующую между сетью и электроприемниками. Эта энергия необходима электроприемникам для создания магнитных полей.

Годовой график нагрузки может быть построен аналогично суточному графику, т. е. по средним мощностям, но не за 30, 60 мин, а за месяц (рис. 6.3, а).

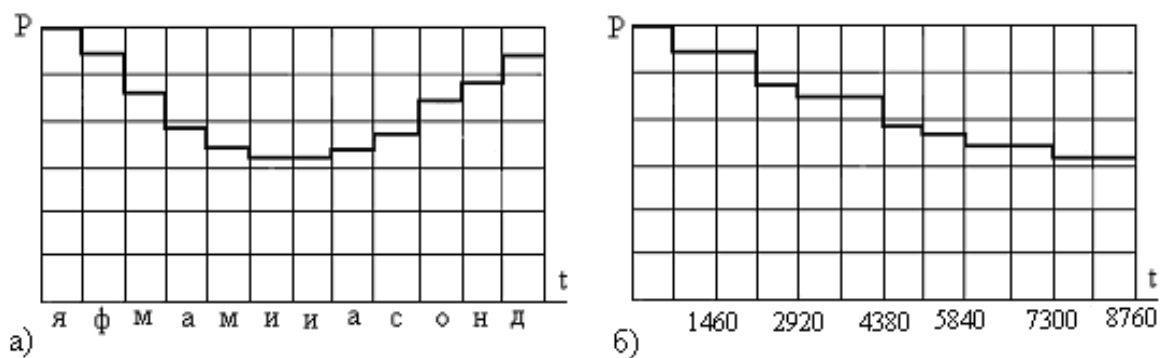


Рис. 6.3. Годовой график изменения активной мощности: а – по средним месячным мощностям; б – по продолжительности

Чаще строят годовые графики по продолжительности. Такой график представляет собой кривую изменения убывающей нагрузки в течение года (8760 час). Годовой график по продолжительности (рис. 6.3, б) можно построить по годовому графику, построенному по средним месячным мощностям (рис. 6.3, а) или двум характерным суточным графикам нагрузки за зимние и летние сутки.

При этом условно принимают, что продолжительность зимнего периода 213 суток или 183 суток, а летнего – 152 или 182 суток в зависимости от климатического района, в котором находится промышленное предприятие. На рис. 6.4 показаны графики электрической нагрузки: годовой график по продолжительности (рис. 6.4, в), построенный на основании суточных графиков – зимнего (рис. 6.4, а) и летнего (рис. 6.4, б).

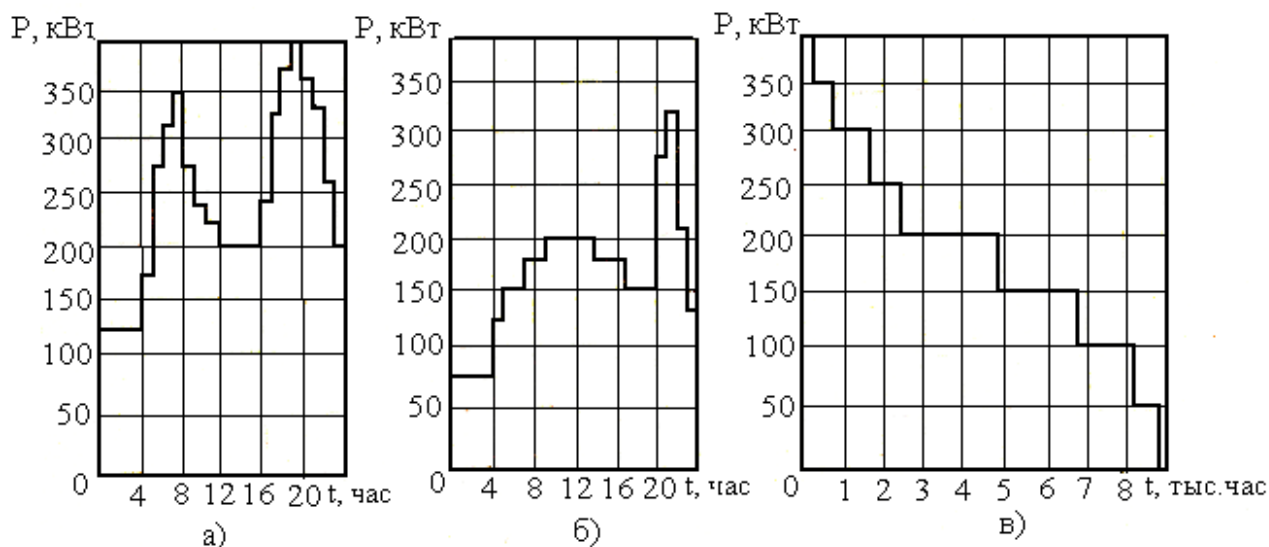


Рис. 6.4. Графики электрических нагрузок: *а* – суточный зимнего периода; *б* – суточный летнего периода; *в* – годовой график по продолжительности

Для построения годового графика можно воспользоваться вспомогательной таблицей (табл. 6.1).

Таблица 6.1

Вспомогательная таблица для построения годового графика

Почасовые максимумы нагрузок, кВт	Число часов работы с нагрузкой в сутки сезона, ч		Число часов работы с нагрузкой за год, ч
	зима	лето	
400 и более	1	—	213
350 и более	4	—	840
300 и более	7	1	1625
250 и более	10	2	2410
200 и более	18	7	4865
150 и более	19	18	6780
100 и более	24	20	8140
50 и более	24	24	8760

Построенный годовый график по продолжительности еще называют упорядоченным графиком, т.к. он построен по порядку убывающих ординат. Ступенчатый график с ломаной линией изменяющейся нагрузки можно заменить графиком с плавно изменяющейся кривой, но при этом площадь, ограниченная ломаной или плавной кривой и осями координат, должна оставаться постоянной.

6.3. Показатели графиков нагрузки

Рассмотрим график активной нагрузки (рис. 6.5). Из графика четко видны значения $P_{\max}$ и $P_{\min}$ нагрузки. Под максимальной нагрузкой понимается абсолютный максимум фактического индивидуального или группового графика. Максимальную мощность по графику принимают за расчетную. При изображении графика ломаной линией, величина максимума зависит от интервала осреднения и является его функцией.

Аналогично следует говорить и о минимальной нагрузке. На графике можно выделить среднюю активную нагрузку $P_{\text{ср}}$ за время T .

$$P_{\text{ср}} = \frac{\int_0^T P dt}{T} = \frac{W_a}{T}, \quad (6.1)$$

где W_a – активная энергия, потребляемая за время T .

Из графика можно определить эквивалентную мощность:

$$P_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{P_1^2 t_1 + P_2^2 t_2 + \dots + P_n^2 t_n}{t_1 + t_2 + \dots + t_n}}. \quad (6.2)$$

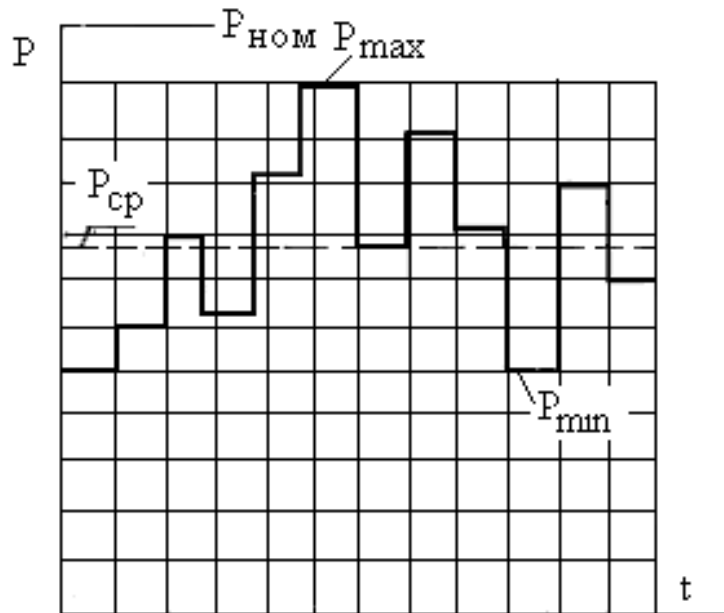


Рис. 6.5. График активной нагрузки

Таким же образом на графике реактивных нагрузок определяется средняя реактивная нагрузка $Q_{\text{ср}}$:

$$Q_{\text{ср}} = \frac{\int_0^T Q dt}{T} = \frac{W_p}{T}, \quad (6.3)$$

где W_p – реактивная энергия, циркулируемая между сетью и приемниками.

Среднеквадратичная или эффективная нагрузка за некоторый интервал времени T определяется выражением:

$$P_{ск} = P_{\text{э}} = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T P_t^2 dt}. \quad (6.4)$$

Под номинальной мощностью электроприемника понимается мощность $P_{\text{ном}}$, которую электроприемник потребляет из сети для работы с расчетными параметрами (например, номинальный момент на валу асинхронного электродвигателя). Номинальная мощность группы электроприемников принимается равной:

- в продолжительном режиме

$$P_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n P_{\text{ном } i}; \quad (6.5)$$

- в повторно-кратковременном режиме

$$P_{\text{ном}} = \sum_{i=1}^n (P_{\text{пв}} \sqrt{ПВ})_i, \quad (6.6)$$

где $P_{\text{ном } i}$ – номинальная мощность одиночного электроприемника; $P_{\text{пв}}$ – мощность электроприемника, работающего в повторно-кратковременном режиме; $ПВ$ – продолжительность включения.

Номинальную мощность группы электроприемников называют *установленной мощностью*.

Максимальная мощность на индивидуальном или групповом графике может быть равна номинальной, если приемники работают с полной загрузкой. Чаще приемники работают с недогрузкой, а в группе приемников некоторые могут быть отключены. Поэтому максимальная расчетная нагрузка может быть меньше номинальной.

Из графиков электрических нагрузок – активной нагрузки (рис. 2.4) и аналогичного ему графика реактивной нагрузки, кроме рассматриваемых коэффициентов, могут быть определены следующие показатели:

а) полная мощность в любой момент времени

$$S_i = \sqrt{P_i^2 + Q_i^2}; \quad (6.7)$$

б) полная мощность в часы максимума активной нагрузки

$$S_m = \sqrt{P_m^2 + Q_m^2}; \quad (6.8)$$

в) активная энергия, потребляемая электроприемником из сети

$$W_a = \sum_{i=1}^n P_i t_i; \quad (6.9)$$

г) реактивная энергия, циркулирующая между сетью и электроприемниками

$$W_p = \sum_{i=1}^n Q_i t_i; \quad (6.10)$$

д) число часов использования максимумов активной и реактивной нагрузки

$$T_{ma} = \frac{W_a}{P_m}; \quad T_{mp} = \frac{W_p}{Q_m}. \quad (6.11)$$

Число часов использования максимума активной нагрузки представляет собой время, за которое электроприемники могли потреблять электроэнергию W_a при работе с максимальной нагрузкой P_m ;

е) удельный расход электроэнергии $w_{уд}$ на единицу продукции, если известен объем выпускаемой продукции за время T

$$w_{уд} = \frac{W_{ma}}{M}, \quad (6.12)$$

где M – объем выпускаемой продукции за время T ;

ж) коэффициент мощности в период максимума активной нагрузки

$$\cos \varphi_m = \frac{P_m}{S_m}; \quad (6.13)$$

з) средневзвешенный коэффициент мощности за время T

$$\cos \varphi_{с.в.} = \frac{W_a}{\sqrt{W_a^2 + W_p^2}}; \quad (6.14)$$

и) реактивная и активная мощности группы приемников связаны между собой следующим соотношением:

$$Q = P \operatorname{tg} \varphi. \quad (6.15)$$

Если имеются два графика – активной и реактивной нагрузки, то можно определить $\operatorname{tg} \varphi_i$ за любой промежуток времени или среднеквадратичный $\operatorname{tg} \varphi_{\text{ср.в}}$ за время T .

$$\operatorname{tg} \varphi_i = \frac{Q_i}{P_i}, \quad \operatorname{tg} \varphi_{\text{ср.в}} = \frac{\sum Q_i t_i}{\sum P_i t_i}. \quad (6.16)$$

График нагрузки или режим работы одного или группы приемников характеризуется рядом коэффициентов.

1. Коэффициент использования – отношение средней нагрузки ($p_{\text{ср}}$, $P_{\text{ср}}$) к номинальной ($p_{\text{ном}}$, $P_{\text{ном}}$). Различают коэффициенты использования по активной мощности $K_{\text{иа}}$, реактивной мощности $K_{\text{ир}}$ и току $K_{\text{ит}}$.

$$\begin{aligned} K_{\text{иа}} &= \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}}; \\ K_{\text{ир}} &= \frac{Q_{\text{ср}}}{Q_{\text{ном}}}; \\ K_{\text{ит}} &= \frac{I_{\text{ср}}}{I_{\text{ном}}}. \end{aligned} \quad (6.17 - 6.19)$$

В формулах (6.17 – 6.19) величины, обозначенные прописными буквами, относятся к группе электроприемников. Те же обозначенные строчными буквами, относятся к одиночным электроприемникам,

Коэффициент использования активной мощности может быть определен по следующему выражению:

$$K_{\text{и}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{P_1 t_1 + P_2 t_2 + \dots + P_n t_n}{P_{\text{ном}}(t_1 + t_2 + \dots + t_n + t_{\text{пауз}})} = \frac{W_{\text{а}}}{P_{\text{ном}} T} = \frac{W_{\text{а}}}{W_{\text{возм}}}. \quad (6.20)$$

где $W_{\text{а}}$ – электроэнергия, потребленная электроприемником за время T ; $W_{\text{возм}}$ – электроэнергия, которая могла бы быть потреблена приемником при его номинальной нагрузке в течение всего времени T .

2. Коэффициент включения характеризует степень использования электроприемника по времени. Для одиночного приемника коэффициент включения определяется по формуле:

$$K_{\text{в}} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{в}} + t_{\text{п}}} = \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}}, \quad (6.21)$$

где $t_{\text{в}}$ – время включения; $t_{\text{п}}$ – время пауз; $t_{\text{ц}}$ – время цикла.

Этот показатель аналогичен понятию продолжительности включения (2.1). По выражению (2.14) может быть вычислен фактический коэффициент включения, соответствующий данному режиму работы электроприемника. По выражению (2.1) определяют ПВ для выбора мощности электроприемника при повторно-кратковременном режиме. Обычно $\text{ПВ} > K_{\text{в}}$.

Групповым коэффициентом включения называется средневзвешенное по активной мощности значение индивидуальных коэффициентов включения электроприемников, входящих в группу электроприемников:

$$K_{\text{в}} = \frac{\sum_i^n K_{\text{в}i} P_{\text{ном}i}}{\sum_i^n P_{\text{ном}i}} = \frac{\sum_i^n K_{\text{в}i} P_{\text{ном}i}}{P_{\text{ном}}}. \quad (6.22)$$

3. Коэффициент загрузки отдельного приемника определяется как отношение средних за время включения активной или реактивной мощности к их номинальным величинам. Средняя за время включения активная мощность определяется выражением:

$$P_{\text{с.в.}} = P_{\text{ср}} \cdot \frac{t_{\text{в}}}{t_{\text{ц}}} = \frac{P_{\text{ср}}}{K_{\text{в}}}. \quad (6.23)$$

Тогда коэффициент загрузки по активной мощности будет

$$K_{\text{з.а.}} = \frac{P_{\text{с.в.}}}{P_{\text{ном}}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{ном}}} \cdot \frac{1}{K_{\text{в}}} = \frac{K_{\text{и.а.}}}{K_{\text{в}}}. \quad (6.24)$$

Для групповых графиков

$$K_{\text{з.а.}} = \frac{K_{\text{и.а.}}}{K_{\text{в}}}; \quad K_{\text{з.р.}} = \frac{K_{\text{и.р.}}}{K_{\text{в}}}. \quad (6.25)$$

4. Коэффициент формы графика нагрузки выражает неравномерность графика нагрузки во времени. Коэффициент формы графика нагрузки определяется как отношение среднеквадратичной (эффективной) нагрузки к средней за данный период времени.

$$K_{\text{ф}} = \frac{P_{\text{ск}}}{P_{\text{ср}}}, \quad K_{\text{ф}} \geq 1. \quad (6.26)$$

При равномерной нагрузке $K_{\text{ф}}=1$.

5. Коэффициент заполнения графика определяется отношением средней активной мощности за исследуемый период времени к максимальной мощности за тот же период:

$$K_{з.г.} = \frac{P_{ср}}{P_{max}}. \quad (6.27)$$

6. Коэффициент максимума представляет собой отношение максимальной нагрузки к средней нагрузке той же продолжительности. Коэффициент максимума относится к групповым графикам.

$$K_{ма} = \frac{P_m}{P_{ср}}, \quad K_{мр} = \frac{Q_m}{Q_{ср}}. \quad (6.28)$$

Часто принимают $K_m = K_{ма} = K_{мр}$.

Коэффициент максимума позволяет определить максимальную расчетную нагрузку:

$$P_m = K_m P_{ср}. \quad (6.29)$$

Коэффициент максимума $K_m > 1$.

7. Коэффициент спроса определяется отношением максимальной нагрузки к номинальной

$$K_c = \frac{P_m}{P_{ном}}. \quad (6.30)$$

Коэффициент спроса представляет собой произведение коэффициентов загрузки оборудования $K_з$ и одновременности включения оборудования K_o .

$$K_c = K_з K_o. \quad (6.31)$$

В группе электроприемников не все электроприемники загружены одинаково и не все электроприемники одновременно включены в электрическую сеть.

6.4. Расчет электрических нагрузок

Для проектирования систем электроснабжения ПСП необходимо знание электрических нагрузок. Расчет электрической нагрузки производится с использованием нескольких методов.

При расчете электрических нагрузок составляется схема электроснабжения строительной площадки, строительного предприятия.

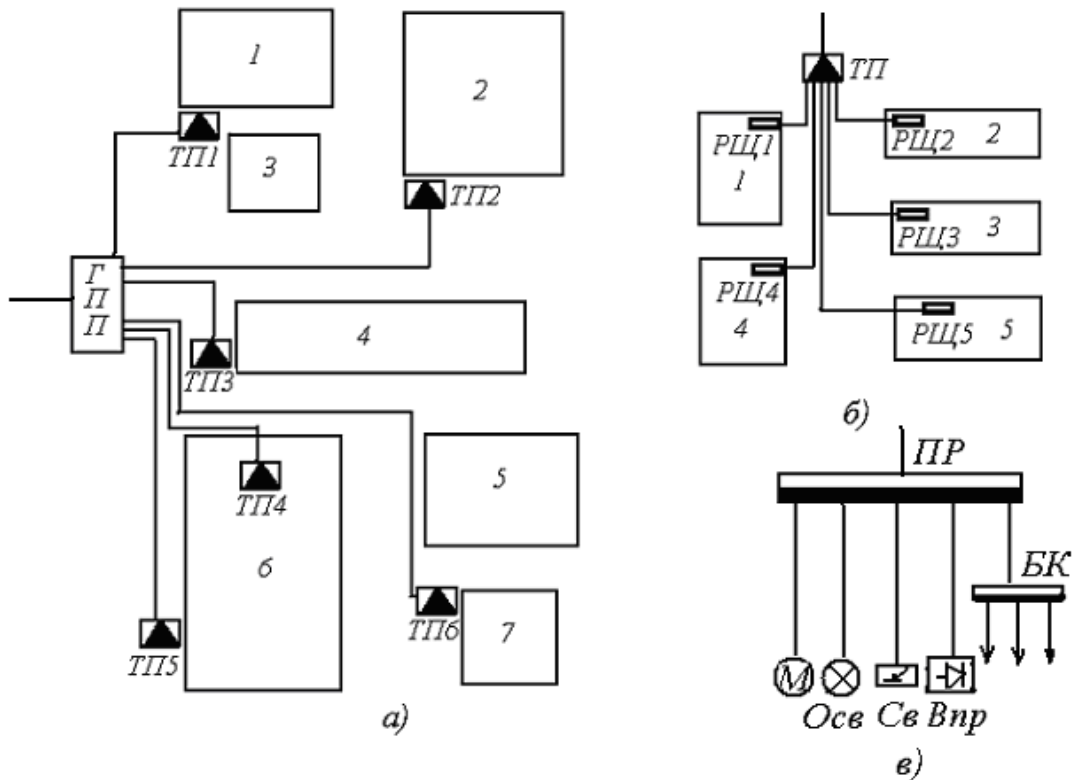


Рис. 6.6. Схема электроснабжения объекта строительства: а – крупного предприятия; б – строительной площадки; в – группы электроприемников: ГПП – главная понижающая подстанция; ТП – трансформаторная подстанция; РЩ – распределительный щит; ПР – пункт распределительный; М – двигательная нагрузка; Осв – освещение; Св – сварочные аппараты; Впр – выпрямители; БК – нагрузка башенного крана; 1 – 7 – объекты строительства

Схема электроснабжения, как правило, составляется с учетом, что электроснабжение осуществляется от трансформаторных подстанций и может содержать несколько узлов нагрузки с напряжениями различных классов от 0,4 до 110 кВ. Такими узлами нагрузки являются выводы электроприемника, шины распределительных пунктов (щитов, шкафов и т. п. – ПР), шины трансформаторной подстанции, питающая линия. На рис 6.6 приведены схемы электроснабжения строительства крупного предприятия (рис. 6.6, а) от ГПП, строительной площадки (рис. 6.6, б) от ТП, группы электроприемников (рис. 6.6, в).

Расчетная нагрузка, создаваемая одним электроприемником, необходима для выбора сечения провода или жил кабеля, отходящего от ПР к данному при-

емнику, и коммутационно-защитного аппарата, при помощи которого происходит присоединение приемника к ПР.

Расчетная нагрузка, создаваемая группой электроприемников, необходима для выбора сечения провода или кабеля радиальной линии, питающей данную группу электроприемников, и аппарата, присоединяющего группу электроприемников к распределительному щиту (РЩ), распределительному устройству низкого напряжения (РУНН) ТП.

Расчетная нагрузка на шинах ТП необходима для выбора числа и мощности трансформаторов подстанции, сечения и материала шин ТП и коммутационно-защитных аппаратов на стороне низкого напряжения трансформатора.

Расчетная нагрузка на стороне высшего напряжения определяется с учетом потерь в трансформаторе. Нагрузка необходима для выбора сечения линий и коммутационных аппаратов, с помощью которых осуществляется присоединение трансформатора ТП к сетям энергосистемы.

При выборе схемы электроснабжения предприятия и определении расчетных нагрузок необходимо учитывать постоянное совершенствование технологии производства и, в связи с этим, перспективный рост электрических нагрузок на ближайшие 10 лет.

6.4.1. Расчет электрической нагрузки в сетях 0,4 кВ

При проектировании СЭС применяют различные методы определения расчетных нагрузок, которые, как считается, с достаточной достоверностью позволяют выбрать мощности источников питания, сечения и материал проводов и кабелей линий распределительных сетей, коммутационно-защитную аппаратуру.

Широко пользуются методами: коэффициента спроса, коэффициента максимума, удельных нагрузок.

Расчет нагрузки от одиночных электроприемников. Расчет нагрузки от одиночных электроприемников выполняется для выбора сечения проводников и пуско-защитных аппаратов к ним. Номинальная мощность электроприемников задается в кВт с указанием коэффициента мощности (асинхронные электродвигатели, печи сопротивления, осветительные приборы) или в кВА (силовые и сварочные трансформаторы, выпрямительные установки). Для электроприемников, предназначенных для работы в продолжительном режиме, номинальная мощность относится к ПВ = 1, для приемников, предназначенных для работы в повторно кратковременном режиме, – к заданной ПВ.

При расчете нагрузки определяется номинальный или расчетный ток

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{S_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}},$$

$$I_{\text{НОМ}} = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \cos \varphi_{\text{НОМ}}}, \quad (6.32 - 6.34)$$

$$I_{\text{рч}} = \frac{P_{\text{пв}} \sqrt{P_{\text{в}}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{ном}}},$$

где $S_{\text{ном}}$, $P_{\text{ном}}$, $P_{\text{пв}}$ – номинальная полная или активная мощность, указанная в паспорте электроприемника при номинальной ПВ; $U_{\text{ном}}$ – номинальное линейное напряжение сети; $\cos \varphi_{\text{ном}}$ – номинальное значение коэффициента мощности.

По номинальному или расчетному значению тока выбирают сечение проводников к электроприемнику, коммутационные и защитные аппараты.

Определение расчетной нагрузки по коэффициенту спроса и установленной мощности. В энергоемких ПСП расчетная нагрузка может быть определена методом коэффициента спроса и установленной мощности. За расчетную нагрузку принимается средняя нагрузка за наиболее загруженную смену, в которой используется наибольшее количество агрегатов и потребляется наибольшее количество электроэнергии. Обычно наиболее загруженной сменой является дневная смена. Расчетная нагрузка для группы однородных по режиму работы приемников определяется следующими выражениями:

$$\begin{aligned} P_{\text{рч}} &= K_{\text{с}} P_{\text{ном}} \\ Q_{\text{рч}} &= K_{\text{с}} P_{\text{ном}} \operatorname{tg} \varphi \\ S_{\text{рч}} &= \sqrt{P_{\text{рч}}^2 + Q_{\text{рч}}^2} \\ I_{\text{рч}} &= \frac{S_{\text{рч}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{P_{\text{рч}}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi} \end{aligned} \quad (6.35-6.38)$$

где $K_{\text{с}}$ – коэффициент спроса характерной группы приемников, приводится в справочных материалах; $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность группы приемников (установленная мощность). Коэффициент спроса учитывает одновременность работы электроприемников в группе и коэффициент их загрузки ($K_{\text{с}} = K_{\text{о}} K_{\text{з}}$).

Метод коэффициента спроса может быть применен при определении групповой расчетной нагрузки при выборе оборудования распределительных щитов, потребительских трансформаторных подстанций и главной понизительной подстанции. При определении нагрузки ГПП суммируются нагрузки всех ТП, подключаемых к ней.

Средние значения коэффициента спроса $K_{\text{с}}$ и коэффициента мощности $\cos \varphi$ приведены в табл. 6.2.

Средние значения K_c и $\cos \varphi$ для механизмов строительных объектов

Характеристика нагрузок	K_c	$\cos \varphi$
Экскаваторы с электроприводом	0,4 – 0,6	0,5 – 0,6
Краны башенные и козловые	0,2	0,5
Механизмы непрерывного транспорта (транспортеры, шнеки)	0,6 – 0,65	0,6 – 0,75
Электросварочные агрегаты:		
сварочные трансформаторы	0,35	0,4
однопостовые двигатель-генераторы	0,35	0,6
точечные, шовные и стыковые машины	0,35	0,65
Насосы, вентиляторы, компрессоры	0,7	0,8
Растворные узлы	0,2	0,65
Бетономешалки	0,4	0,7
Цехи холодной обработки металлов	0,2	0,65
Цехи горячей обработки металлов	0,3	0,65
Пилорамы	0,65	0,75
Переносные механизмы	0,1	0,45
Электрическое освещение	0,9	1,0

Определение расчетной нагрузки по коэффициенту максимума и средней мощности. Метод коэффициента максимума и средней мощности применялся длительное время для расчета мощности на строительных предприятиях с устоявшейся нагрузкой, которые по своему энергопотреблению могут быть отнесены к промышленным предприятиям (бетонные, растворные, дробильно-сортировочные, деревообрабатывающие цехи и заводы). В качестве расчетной нагрузки используется максимальная мощность, определяемая выражением

$$P_{\text{рч}} = P_{\text{м}} = K_{\text{м}} P_{\text{ср}} = K_{\text{м}} K_{\text{и}} \sum_{i=1}^n P_{\text{ном.и}}, \quad (6.39)$$

$$Q_{\text{рч}} = P_{\text{рч}} \operatorname{tg} \varphi,$$

где $K_{\text{м}}$ – коэффициент максимума, зависящий от коэффициента использования $K_{\text{и}}$ рассматриваемой группы приемников и эффективного (приведенного) числа приемников n ; $P_{\text{ср}}$ – средняя мощность за наиболее загруженную смену.

Средняя мощность за наиболее загруженную смену определяется выражением:

$$P_{\text{ср}} = K_{\text{и}} P_{\text{ном.}}$$

Значение коэффициента $K_{\text{и}}$ и $\operatorname{tg} \varphi$ при соответствующем ему $\cos \varphi$ для разных групп приемников приведены в табл. 6.3.

Таблица 6.3

Значения $K_{\text{и}}$ и $\text{tg } \varphi / \cos \varphi$ для различных групп электроприемников

Наименование приемников электроэнергии	$K_{\text{и}}$	$\text{tg } \varphi / \cos \varphi$
Металлорежущие станки: токарные, строгальные, долбежные, сверлильные и др. мелко-серийного производства	0,12	2,29 / 0,4
Подъемно-транспортные механизмы: элеваторы, транспортеры, шнеки, конвейеры	0,4	0,88 / 0,75
краны, тельферы, при ПВ 25%	0,05	1,73 / 0,5
то же при ПВ 40%	0,1	1,73 / 0,5
сварочные трансформаторы для ручной сварки	0,3	2,68 / 0,35
Электрические печи: печи сопротивления с непрерывной загрузкой, сушильные шкафы	0,7	0,33 / 0,95
индукционные печи низкой частоты	0,7	2,68 / 0,35
Насосы, вентиляторы, компрессоры, двигатель-генераторы	0,7	0,75 / 0,8
Бетономешалки	0,4	1,02/0,7
Пилорамы	0,4	0,88/0,75
Выпрямители полупроводниковые	0,7	0,75 / 0,8
Освещение: производственные корпуса	0,95	0,33 / 0,95
конторско-бытовые, лабораторные здания	0,8	0,33 / 0,95
складские здания	0,6	0,33 / 0,95
аварийное освещение	0,9	0,33 / 0,95
мелкие нагревательные приборы	0,6	0 / 1

Расчет нагрузок по этому методу выполняется в следующем порядке:

- а) приемники электрической энергии группируются по одинаковым значениям коэффициентов использования $K_{\text{и}}$ и мощности $\cos \varphi$;
- б) определяются среднесменные активные и реактивные мощности для каждой группы электроприемников и в целом по цеху;
- в) рассчитываются средневзвешенный коэффициент использования $K_{\text{и}}$, средневзвешенный коэффициент мощности $\cos \varphi$, эффективное число приемников и коэффициент максимума, расчетные активные и реактивные по группе и в цеху в целом.

Средневзвешенный коэффициент использования

$$K_{\text{и.св}} = \frac{\sum_{i=1}^n K_{\text{и.и}} P_{\text{ном.и}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном.и}}} \quad (6.40)$$

Средневзвешенный коэффициент мощности

$$\cos \varphi_{\text{св}} = \frac{\sum_{i=1}^n \cos \varphi_i P_{\text{ном.и}}}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном.и}}} \quad (6.41)$$

Эффективное число приемников n_3 – это такое число однородных по режиму работы приемников электрической энергии одинаковой мощности, которые обуславливают ту же величину расчетного максимума, что и группа различных по мощности и режиму работы электроприемников. Эффективное число приемников определяется из выражения:

$$n_3 = \frac{(\sum_{i=1}^n P_{\text{ном.и}})^2}{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном.и}}^2} \quad (6.42)$$

Коэффициент максимума в соответствии с [1 – 4] может быть определен по табл. 6.4.

Таблица 6.4

Значение коэффициента максимума K_m в зависимости от эффективного числа приемников n_3 при различных коэффициентах использования $K_{\text{и}}$

Эффективное число приемников, n_3	Коэффициент максимума K_m при $K_{\text{и}}$									
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9
4	3,43	3,11	2,64	2,14	1,87	1,65	1,46	1,29	1,14	1,05
5	3,23	2,87	2,42	2,00	1,76	1,57	1,41	1,26	1,12	1,04
6	3,04	2,64	2,24	1,88	1,66	1,51	1,37	1,23	1,10	1,04
7	2,88	2,48	2,10	1,80	1,58	1,45	1,33	1,21	1,09	1,04
8	2,72	2,31	1,99	1,72	1,52	1,40	1,30	1,20	1,08	1,04

Окончание табл. 6.4

9	2,56	2,20	1,90	1,65	1,47	1,37	1,28	1,18	1,08	1,03
10	2,42	2,10	1,84	1,60	1,43	1,34	1,26	1,16	1,07	1,03
12	2,24	1,96	1,75	1,52	1,36	1,28	1,23	1,15	1,07	1,03
16	1,99	1,77	1,61	1,41	1,28	1,23	1,18	1,12	1,07	1,03
20	1,84	1,65	1,50	1,34	1,24	1,20	1,15	1,11	1,06	1,03
25	1,71	1,55	1,40	1,28	1,21	1,17	1,14	1,10	1,06	1,03
30	1,62	1,46	1,34	1,24	1,19	1,16	1,13	1,10	1,05	1,03
40	1,50	1,37	1,27	1,19	1,15	1,13	1,12	1,09	1,05	1,02
50	1,40	1,30	1,23	1,16	1,14	1,11	1,10	1,08	1,04	1,02
60	1,32	1,25	1,19	1,14	1,12	1,11	1,09	1,07	1,03	1,02
80	1,25	1,20	1,15	1,11	1,10	1,10	1,08	1,06	1,03	1,02
100	1,21	1,17	1,12	1,10	1,09	1,08	1,07	1,05	1,02	1,02
140	1,17	1,15	1,11	1,08	1,06	1,06	1,06	1,05	1,02	1,02
200	1,15	1,12	1,09	1,07	1,05	1,05	1,05	1,04	1,01	1,01

Коэффициент максимума может быть определен также по рис. 6.7.

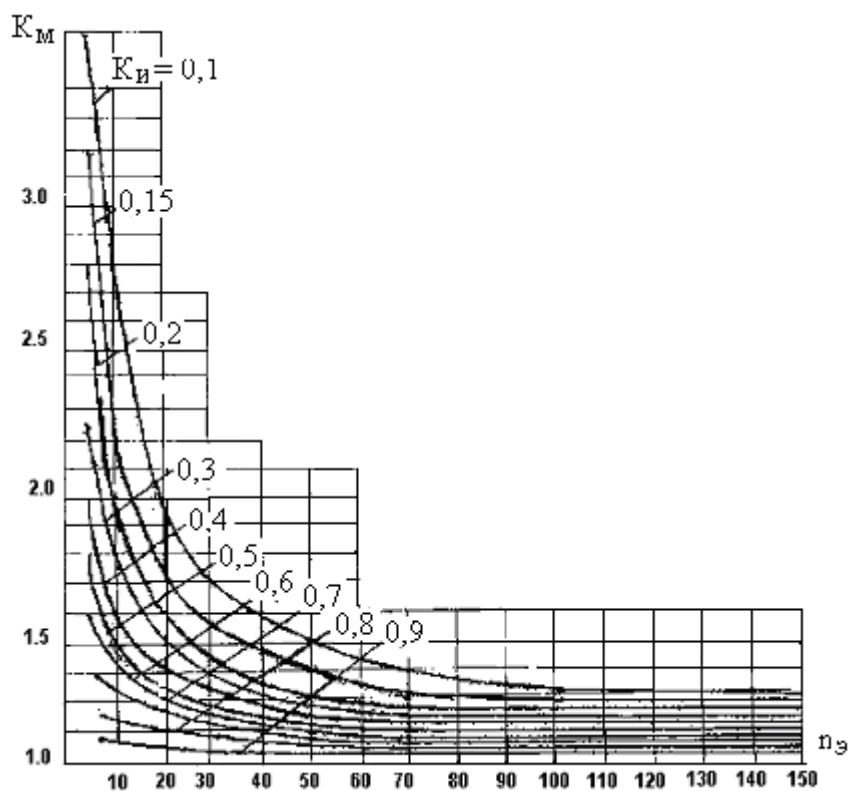


Рис. 6.7. Кривые для определения коэффициента максимума

Если номинальные мощности всех электроприемников одинаковы, то получим

$$n_э = \frac{(n P_{\text{НОМ}})^2}{n P_{\text{НОМ}}^2} = n, \quad (6.43)$$

т. е. эффективное число приемников будет равно фактическому.

При определении эффективного числа приемников учитывается отношение максимальных и минимальных номинальных мощностей в группе. Если величина отношения $m = \frac{P_{\text{ном. max}}}{P_{\text{ном. min}}} \leq 3$ и $n \geq 4$, можно принимать $n_{\text{э}} = n$. При определении

величины m могут быть исключены те приемники с наименьшей номинальной мощностью, суммарная мощность которых не превышает 5% номинальной мощности всей группы электроприемников. Их количество при определении $n_{\text{э}}$ не учитывается.

При $n > 3$ и $K_{\text{н}} \leq 0,2$ эффективное число приемников определяется выражением:

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_{\text{ном. } i}}{P_{\text{ном. max}}}. \quad (6.44)$$

Когда найденное по (2.42) $n_{\text{э}}$ оказывается больше фактического числа n , следует принимать $n_{\text{э}} = n$.

Условная мощность каждого приемника в группе с $n_{\text{э}}$ числом приемников может быть определена по выражению

$$P_{\text{ус}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_{\text{ном. } i}}{n_{\text{э}}}. \quad (6.45)$$

Расчетный ток нагрузки определяется по формулам:

$$I_m = \frac{S_m}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}}, \quad (6.46)$$

$$I_m = \frac{P_m}{\sqrt{3} U_{\text{ном}} \cos \varphi_{\text{св}}}.$$

При расчете реактивной нагрузки учитывается возможность и необходимость компенсации реактивной мощности в электрических сетях предприятия. В этом случае используется $\tan \varphi$ до компенсации реактивной мощности и $\tan \varphi_1$ после ее компенсации.

Рассмотренный метод может применяться при наличии справочных материалов.

Определение расчетной нагрузки по коэффициенту расчетной мощности (модифицированный статистический метод). В основу расчета электрической нагрузки по модифицированному статистическому методу (МСМ) положен метод коэффициента максимума. Расчет проводится по формулам:

$$P_{\text{рч}} = K_{\text{р}} \sum_1^m P_{\text{ном. } i}, \quad (6.47)$$

$$Q_{\text{рч}} = P_{\text{рч}} \operatorname{tg} \varphi, \quad (6.48)$$

где $K_{\text{р}}$ – коэффициент расчетной активной мощности, равный отношению коэффициента спроса группы электроприемников к средневзвешенному коэффициенту использования.

$$K_{\text{р}} = K_{\text{с}} / K_{\text{и.св}}, \quad (6.49)$$

$P_{\text{ном. } i}$ – номинальная мощность i группы электроприемников одинакового режима работы

$$P_{\text{ном. } i} = \sum p_{\text{ном. } i} K_{\text{и}i}; \quad (6.50)$$

$$Q_{\text{ном. } i} = P_{\text{ном. } i} \operatorname{tg} \varphi_i. \quad (6.51)$$

За расчетную мощность принимается максимальная мощность или расчетный максимум нагрузки.

Для группы, состоящей из ЭП с разными $K_{\text{и}}$, средневзвешенный коэффициент использования определяется по формуле:

$$K_{\text{и}} = \frac{\sum_1^n K_{\text{и}} p_{\text{ном. } i}}{\sum_1^n p_{\text{ном. } i}} = \frac{\sum_1^n p_{\text{с}}}{\sum_1^n p_{\text{ном. } i}}, \quad (6.52)$$

где n – число ЭП, входящих в данную группу; $p_{\text{ном. } i}$ – номинальная мощность отдельных ЭП.

Средневзвешенный коэффициент мощности равен:

$$\cos \varphi_{\text{св}} = \frac{\sum_{i=1}^n \cos \varphi_i p_{\text{ном. } i}}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном. } i}}. \quad (6.53)$$

Эффективное число приемников определяется из выражения

$$n_{\text{э}} = \frac{\left(\sum_{i=1}^n p_{\text{ном. } i} \right)^2}{\sum_{i=1}^n p_{\text{ном. } i}^2}. \quad (6.54)$$

При определении n_{Σ} для многодвигательных приводов учитываются все одновременно работающие электродвигатели технологической установки.

Допускается определение эффективного числа группы ЭП n_{Σ} по упрощенному выражению

$$n_{\Sigma} = \frac{2 \sum_{i=1}^n p_{\text{ном.}i}}{P_{\text{ном.} \max}}, \quad (6.55)$$

где $P_{\text{ном.} \max}$ – номинальная мощность наиболее мощного ЭП группы; n – фактическое число электроприемников.

Если найденное по этой формуле число n_{Σ} окажется больше n , то следует принимать $n_{\Sigma} = n$.

Коэффициент расчетной мощности зависит также от постоянной времени нагрева сети, для которой производится расчет электрических нагрузок.

Приняты следующие постоянные времени нагрева:

$T_0 = 10$ мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, шкафы, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 6.5 или номограмме (рис. 6.8).

$T_0 = 2,5$ ч – для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов. Значение K_p для этих сетей принимаются по табл. 6.6.

$T_0 \geq 30$ мин – для кабелей напряжением 6–20 кВ, питающих потребительские (цеховые) трансформаторные подстанции. Расчетный коэффициент принимается $K_p = 1$.

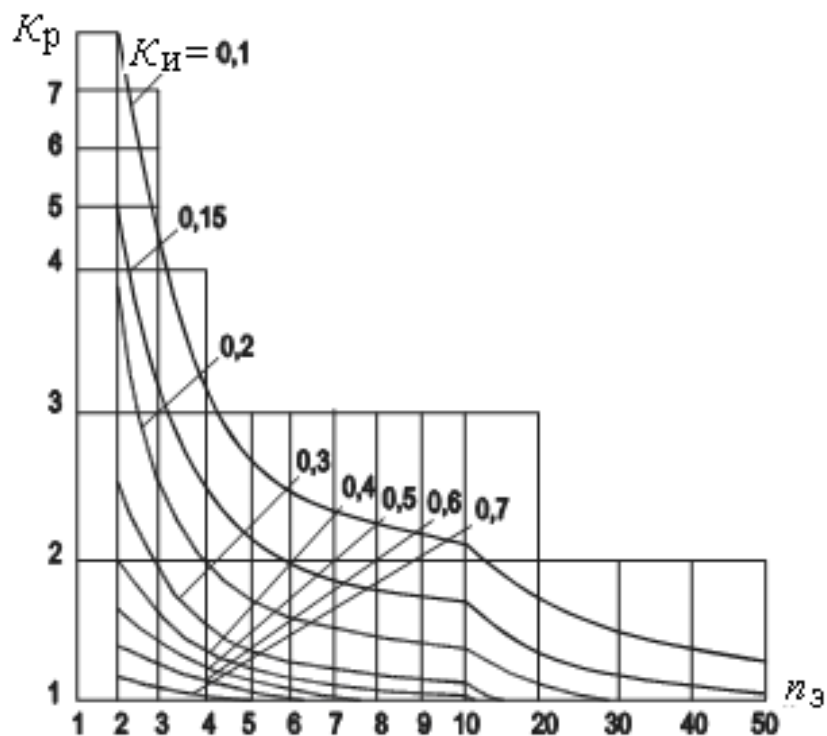


Рис. 6.8. Кривые для определения коэффициента расчетных нагрузок K_p при различных коэффициентах использования $K_{и}$ в зависимости от эффективного числа приемников $n_{э}$

Таблица 6.6

Значение коэффициентов расчетной нагрузки K_p на шинах цеховых трансформаторов и для магистральных шинопроводов (постоянная времени нагрева $T = 2,5 \dots 3$ ч)

$n_{э}$	Коэффициент использования $K_{и}$							
	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7
2	5,01	3,44	2,69	1,9	1,52	1,24	1,11	1,0
3	2,94	2,17	1,8	1,42	1,23	1,14	1,08	1,0
4	2,28	1,73	1,46	1,19	1,06	1,04	1,0	0,97
5	1,31	1,12	1,02	1,0	0,98	0,96	0,94	0,93
6 – 8	1,2	1,0	0,96	0,95	0,94	0,93	0,92	0,91
9 – 10	1,1	0,97	0,91	0,9	0,9	0,9	0,9	0,9
10 – 25	0,8	0,8	0,8	0,85	0,85	0,85	0,88	0,89
25 – 50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
> 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Результаты расчета электрической нагрузки удобно заносить в табл. 6.7.

Исходные данные и результаты расчета электрических нагрузок

Исходные данные				По справочным данным		Средняя мощность группы ЭП				Расчетная мощность			Расчетный ток, А
Наименование характерных групп ЭП, подключаемых к узлу питания	Количество ЭП, в работе/резерве, n, шт.	Номинальная (установленная) мощность, кВт		Коэффициент использования $K_{и}$	Коэффициент мощности и реактивной мощности $\cos \varphi / tg \varphi$	кВт	кВАр			кВт	кВАр	кВА	$I_p = P_{рсч} / \sqrt{3} U \cos \varphi; I_p = S_{рсч} / \sqrt{3} U_{ном}$
1	2	3	4			7	8	9	10	11	12	13	
		Одного ЭП $P_{ном. min} / P_{ном. max}$	Общая в работе/резерве			$P_c = P_{н} K_{и}$	$Q_c = P_c tg \varphi$	Эффективное число ЭП $n_э = 2 \sum P_{ном} / P_{ном. max}$	Расчетный коэффициент активной мощности, K_p	$P_{рсч} = P_c K_p$	$Q_{рсч} = 1,1 Q_c (n_э < 10); Q_{рсч} = Q_c (n_э > 10);$	$S_{рсч} = \sqrt{P_{рсч}^2 + Q_{рсч}^2}$	

$$S_{рсч} = \sqrt{P_{рсч}^2 + Q_{рсч}^2}.$$

Расчетная реактивная мощность определяется следующим образом.

Для питающих сетей напряжением до 1 кВ:

при $n_э \leq 10$ $Q_p = 1,1 Q_c$; при $n_э > 10$ $Q_p = Q_c$.

На шинах цеховых трансформаторных подстанций

$$Q_p = K_p Q_c. \quad (6.56)$$

К расчетным нагрузкам силовых приемников $P_{рс}$, $Q_{рс}$, входящих в группу, добавляются расчетные осветительные активные и реактивные нагрузки $P_{ро}$, $Q_{ро}$, входящие в эту же группу

$$P_p = P_{рс} + P_{ро}, \quad Q_p = Q_{рс} + Q_{ро}. \quad (6.57)$$

Значение токовой расчетной нагрузки (графа 14 формы), по которой выбирается сечение линии по допустимому нагреву, определяется по формулам (2.52 – 2.53).

Расчетная мощность на шинах напряжением 6–10 кВ распределительных пунктов и главных подстанций определяется с учетом коэффициента одновременности K_o , значение которого принимается согласно табл. 6.8 в зависимости от величины средневзвешенного коэффициента использования и числа присоединений к сборным шинам РП, ГПП.

$$\begin{aligned} P_{\text{рч}} &= \sum P_c K_o, \\ Q_{\text{рч}} &= \sum Q_c K_o, \\ S_{\text{рч}} &= \sqrt{P_{\text{рч}}^2 + Q_{\text{рч}}^2}, \end{aligned} \quad (6.58)$$

где P_c и Q_c – средние значения активной и реактивной мощностей.

Таблица 6.8.

**Значение коэффициента одновременности K_o
для определения расчетной нагрузки на шинах
напряжением 6-10 кВ РУ и ГПП**

Средневзвешенный коэффициент использования	Число присоединений на сборных шинах РП и ГПП напряжением 6 – 20 кВ				
	2 ÷ 4	5 ÷ 8	9 ÷ 15	16 ÷ 25	> 25
0,3	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75
0,5	1,0	0,95	0,95	0,9	0,85
0,8	1,0	1,1	0,95	0,95	0,9
0,9	1,0	1,0	1,0	1,0	0,95

Методы удельных показателей. Для определения расчетных нагрузок широко используются методы удельных показателей: удельных нагрузок, удельного потребления электроэнергии на единицу продукции, по капитальным вложениям на строительно-монтажные работы.

Методом удельных нагрузок определяют расчетную нагрузку группы приемников по формуле

$$P_{\text{рч}} = p_{\text{уд}} F, \quad (6.59)$$

где $p_{\text{уд}}$ – удельная нагрузка на единицу площади; F – площадь, на которой размещается оборудование, которая освещается.

Метод применим для определения нагрузок ремонтно-механических цехов и мастерских; арматурно-заготовительные площадки заводов железобетонных конструкций, деревообрабатывающих цехов. По этому методу определяется расчетная нагрузка как для силовых электроприемников, так и для освеще-

ния. В разных местах цеха могут быть установлены станки разной мощности, может быть разной освещенность. Удельная нагрузка является средней по цеху.

Ориентировочные удельные нагрузки некоторых помещений приведены в табл. 6.9.

Таблица 6.9

Ориентировочные удельные нагрузки в производственных зданиях и помещениях

Производственные помещения	$p_{уд}$, кВт/м ²
Механические и сборочные цехи	0,25 – 0,3
Механические цехи	0,30 – 0,4
Термические и кузнечно-прессовые цехи	0,30 – 0,6
Арматурно-заготовительные площадки	0,30 – 0,6
Деревообрабатывающие и столярные цехи	0,10 – 0,2
Освещение помещений: производственных;	0,015
административных и конторских	0,02

Для освещения дорог и открытых пространств удельные нагрузки даются на 1 м погонной длины дороги или 1м² открытого пространства. При освещении хозяйственных дворов принимают 3 Вт на 1 м погонной длины периметра хоздвора.

По удельным нормам расхода электроэнергии на выпуск продукции может быть определена расчетная нагрузка на перерабатывающих предприятиях сельскохозяйственной продукции. По этому методу определяют годовой расход активной электроэнергии

$$W_a = w_0 M, \quad (6.60)$$

а по нему расчетную нагрузку

$$P_{р\text{сч}} = W_a / T_{\Gamma} \quad (6.61)$$

где w_0 – удельный расход электроэнергии на единицу продукции; M – количество единиц продукции; T_{Γ} – годовое число часов использования максимума активной мощности.

В табл. 6.10 показаны средние удельные нормы расхода электроэнергии на отдельные виды производства строительных материалов и работ.

**Средние удельные нормы расхода электроэнергии
на отдельные виды производства строительных материалов и работ**

Производство строительных материалов и работ	Единица измерения	Удельный расход электроэнергии, кВт·ч	
		зима	лето
Производство железобетонных изделий	м ³	20	16
Производство бетона и раствора	- "-	5	4
Производство красного кирпича	тыс. шт	60	54
Производство силикатного кирпича	- "-	24	20
Производство арматуры	т	10	9
Производство металлоконструкций	- "-	124	112
Деревообработка	- "-	10,3	9,2
Изготовление столярных изделий	- "-	3,4	3
Землеройные работы одноковшовым экскаватором:			
тяжелый грунт	м ³	0,9 – 1,4	0,8 – 1,3
средний грунт	- "-	0,6 – 0,9	0,5 – 0,8
легкий грунт	- "-	0,4 – 0,55	0,3 – 0,5
Электропрогрев бетона	- "-	90 – 120	
Электроотопгрев грунта	- "-	40 – 60	
Электрическая сушка древесины токами высокой частоты	- "-		250 – 350

6.5. Расчет электрических нагрузок от однофазных электроприемников в трехфазной сети

На строительных предприятиях и площадках наряду с трехфазными приемниками используются и однофазные, включаемые либо на линейное, либо на фазное напряжение. Однофазные приемники следует равномерно распределять по фазам трехфазной сети, однако это не всегда удается. В этих случаях используют понятие эквивалентной мощности.

При включении однофазных электроприемников на фазное напряжение эквивалентная трехфазная мощность определяется по выражениям

$$P_3 = 3P_0; S_3 = 3S_0, \quad (6.48)$$

где P_0 , S_0 – активная и полная мощности наиболее загруженной фазы в трехфазной сети от однофазных приемников, номинальная мощность которых измеряется в кВт или кВА.

Если в трехфазную сеть вместе с однофазными приемниками включаются трехфазные, эквивалентная мощность определяется выражениями:

$$\begin{aligned} P_3 &= 3P_0 + P_T, \\ S_3 &= 3S_0 + S_T, \end{aligned} \quad (6.62)$$

где P_T и S_T – мощности трехфазных (симметричных) приемников.

При включении однофазных приемников на линейное напряжение нагрузка определяется как полусумма нагрузок двух плеч, прилегающих к одной фазе, т. е.

$$\begin{aligned} P_a &= \frac{P_{ав} + P_{са}}{2} + P_{a0}, \\ P_b &= \frac{P_{аб} + P_{bc}}{2} + P_{b0}, \\ P_c &= \frac{P_{са} + P_{bc}}{2} + P_{c0}, \end{aligned} \quad (6.63)$$

где P_{a0} , P_{b0} , P_{c0} – нагрузки, включенные на фазное напряжение.

Реактивные нагрузки по фазам определяются аналогично.

Если три разные однофазные нагрузки $S_1 > S_2 > S_3$ включить на разные плечи, то наиболее загруженная фаза будет между нагрузками S_1 и S_2 .

Эквивалентная нагрузка может быть определена по формуле

$$S_3 = \sqrt{3} \sqrt{S_1^2 + S_2^2 + S_1 S_2}. \quad (6.64)$$

Неравномерность загрузки фаз определяется по формулам

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{нер}} &= \frac{P_{\text{max}} - P_{\text{min}}}{P_{\text{min}}} 100\%, \\ \Delta S_{\text{нер}} &= \frac{S_{\text{max}} - S_{\text{min}}}{S_{\text{min}}} 100\%, \end{aligned} \quad (6.65)$$

где P_{max} , P_{min} , S_{max} , S_{min} – максимальная и минимальная активная и полная нагрузка фаз.

Если неравномерность фаз нагрузки $\Delta P_{\text{нер}}$ ($\Delta S_{\text{нер}}$) $< 15\%$, то нагрузку можно считать симметричной. Для выравнивания несимметричной нагрузки в один узел с однофазными приемниками нужно включить трехфазную нагрузку.

6.6. Определение пиковых нагрузок

Пиковой нагрузкой называется максимальная нагрузка одного или группы приемников, действующая кратковременно (от долей до нескольких секунд). Такие нагрузки возникают при пусках и самозапусках электродвигателей, при эксплуатационных коротких замыканиях, характерных для электросварки и дуговых электропечей. Пиковая нагрузка, как правило, характеризуется пиковым током. Для одиночного электродвигателя пиковым током будет являться пусковой ток

$$I_{\text{пик}} = I_{\text{пуск}} = K_{\text{п}} I_{\text{ном}}, \quad (6.66)$$

где $K_{\text{п}}$ – кратность пускового тока.

Пиковый ток для групповой нагрузки может быть определен по одной из следующих формул

$$I_{\text{пик}} = (I_{\text{м}} - K_{\text{и}} I_{\text{ном.нб}}) + i_{\text{п.нб}},$$

$$I_{\text{пик}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{м}} - K_{\text{м}} p_{\text{н.нб}})^2 + (Q_{\text{м}} - K_{\text{м}} q_{\text{н.нб}})^2}}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} + i_{\text{п.нб}}, \quad (6.67)$$

где $I_{\text{м}}$ – расчетный ток группы приемников; $I_{\text{ном.нб}}$ – номинальный ток электродвигателя наибольшей мощности; $P_{\text{м}}$, $Q_{\text{м}}$ – расчетные активная и реактивная мощности группы приемников; $p_{\text{н.нб}}$, $q_{\text{н.нб}}$ – номинальная активная и реактивная мощность электродвигателя наибольшей мощности; $K_{\text{и}}$, $K_{\text{м}}$ – коэффициенты использования и максимума, которые были применены при определении расчетной нагрузки; $i_{\text{п.нб}}$ – пусковой ток электродвигателя наибольшей мощности.

7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДОК

7.1. Классификация электрических линий и сетей

Электрическая энергия на строительные площадки передается из энергосистемы по линиям электропередач. *Линией электропередачи* (ЛЭП) называется сооружение из проводов или кабелей и вспомогательных устройств (опор) для передачи электрической энергии от электростанций к потребителям. Таким образом, линии электропередачи могут быть *воздушными* (проводными) и *кабельными*.

Совокупность электроустановок для передачи и распределения электроэнергии на определенной территории, состоящая из подстанций, ЛЭП и распределительных устройств называется *электрической сетью*.

Питающей сетью называют электрическую сеть (линию), подводящую электроэнергию к распределительным пунктам или подстанциям.

Распределительной сетью называют электрическую сеть, подводящую электрическую энергию от источника питания к потребительским ТП или электроприемникам.

Для обеспечения электроэнергией объектов строительства служит совокупность устройств, предназначенных для производства, передачи и распределения электроэнергии, представляющих собой *систему электроснабжения* (СЭС). В системе электроснабжения строительной площадки можно выделить три составляющих, три подсистемы, каждая из которых может рассматриваться как самостоятельная система. Это система внешнего электроснабжения, внутреннего электроснабжения и внутриобъектного электроснабжения.

В систему внешнего электроснабжения входят электростанции, подстанции и линии электропередачи, находящиеся в ведении энергосистемы, вплоть до главной подстанции предприятия или районной подстанции региональной энергосистемы. В сетях системы внешнего электроснабжения применяются в основном напряжения 35, 110 кВ.

При выборе напряжения для внешнего электроснабжения района целесообразно использовать, в первую очередь, напряжение ближайшего РП или ЛЭП энергетической системы. Если есть возможность выбора напряжения разного уровня, выбор напряжения следует производить на основании сравнения технико-экономической эффективности вариантов.

В систему внутреннего электроснабжения строительства крупного предприятия входят электростанции, подстанции и линии электропередачи, потребительские трансформаторные подстанции, обеспечивающие электроэнергией строительные площадки. В сетях системы внутреннего электроснабжения применяются напряжения 6–20 кВ, в основном, напряжение 10 кВ, обеспечивающее минимальные потери в сети по сравнению с напряжением 6 кВ. Напряжение 20 кВ является мало употребляемым.

В систему внутриобъектного электроснабжения входят потребительские ТП и электрические сети от ТП до электроприемников напряжением до 1000 В.

В сетях напряжением до 1000 В следует выбирать напряжение 380/220 В. Это напряжение обеспечивает применение в системах электропотребления электроприемников, рассчитанных на напряжение 380 В трехфазного тока и 220 В однофазного тока. Напряжение на шинах ТП составляет 0,4 кВ.

7.2. Схемы питающих и распределительных сетей строительных площадок

Схема электроснабжения строительной площадки показывает связь между источниками питания и приемниками электроэнергии. В качестве источника электроснабжения района, как правило, выбирается государственная или районная энергосистема. Передача электроэнергии к распределительным пунктам или подстанциям осуществляется по питающим линиям.

На рис. 7.1, *а* показана схема электроснабжения строительства крупного промышленного предприятия, включающая *ГПП* и несколько потребительских подстанций (*ТП*). Источником питания является энергосистема. Электроснабжение может осуществляться от подстанции районной энергосистемы (рис. 7.1, *б*). Распределение электроэнергии к электроприемникам на напряжение до 1000 В осуществляется по распределительным сетям низкого напряжения (рис. 7.1, *в*).

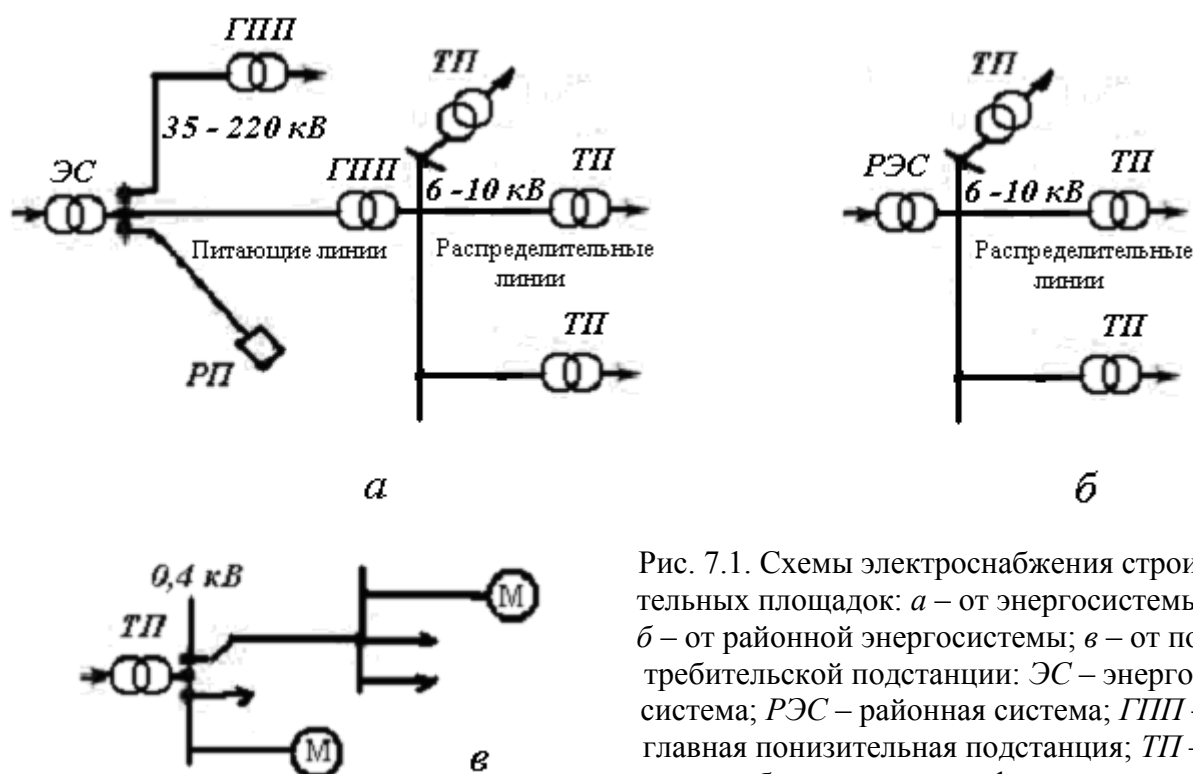


Рис. 7.1. Схемы электроснабжения строительных площадок: *а* – от энергосистемы; *б* – от районной энергосистемы; *в* – от потребительской подстанции: ЭС – энергосистема; РЭС – районная система; ГПП – главная понизительная подстанция; ТП – потребительская трансформаторная подстанция; М – нагрузка

Возможно электроснабжение строительных площадок и производств от смежных источников питания, например, от энергосистемы и от собственной электростанции (рис. 7.2). В качестве собственной электростанции может использоваться энергопоезд.

Напряжение на шинах *РП* от энергосистемы и собственной электростанции при этом должно совпадать (рис. 7.2, *а*). При несовпадении напряжений применяется трансформация напряжения от энергосистемы через трансформаторы *Т1* и *Т2* (рис. 7.2, *б*). Возможно электроснабжение при двухстороннем питании.

Схемы электроснабжения с двухсторонним питанием повышают надежность электроснабжения, так как при повреждении одной из линий электроснабжение потребителей, питающихся от поврежденной линии, восстанавливается от второй линии через секционный выключатель на стороне низшего напряжения.

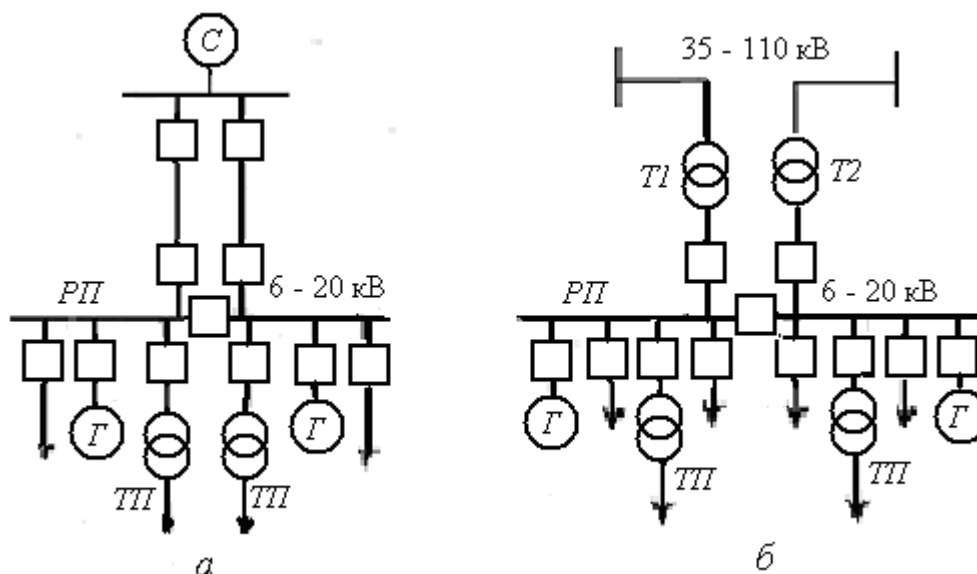


Рис. 7.2. Схема электроснабжения от энергосистемы и собственной электростанции: *а* – на одинаковом напряжении; *б* – с трансформацией напряжения; *С* – энергосистема; *Г* – генератор электростанции; *РП* – распределительный пункт; *Т1, Т2* – понижающие трансформаторы; *ТП* – потребительская трансформаторная подстанция

Напряжение электрических сетей в системе внутреннего электроснабжения может быть 6, 10 и 20 кВ. Наиболее распространенным является напряжение 10 кВ. Оно является более экономичным по сравнению с напряжением 6 кВ по уровню потерь мощности и напряжения в сетях.

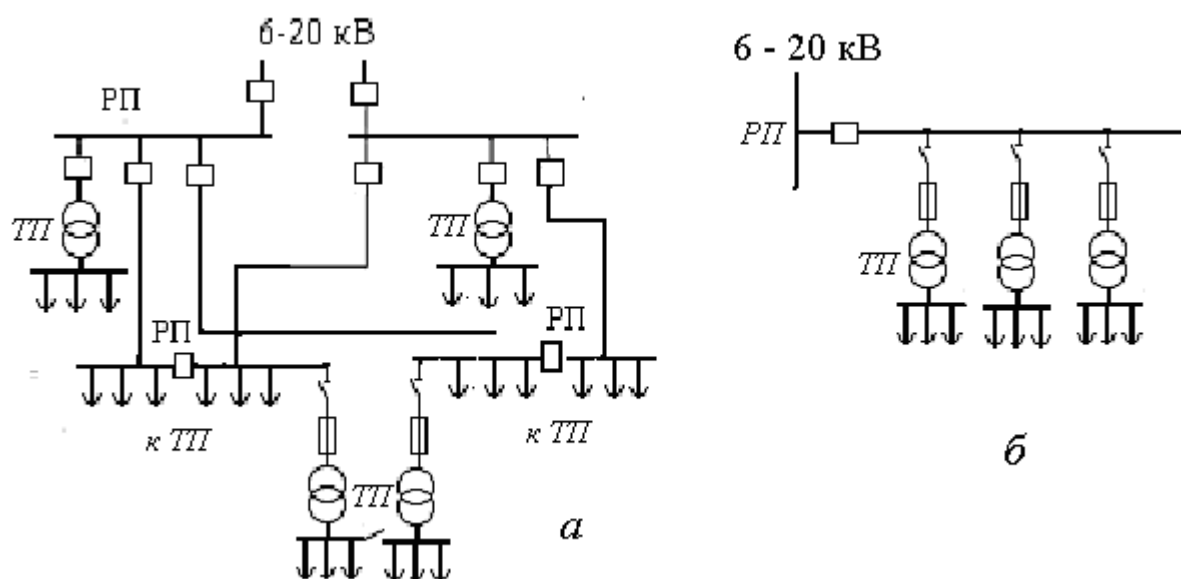


Рис. 7.3. Схемы распределения электроэнергии:
а – радиальная; *б* – магистральная

Напряжение 6 кВ используется в системах, где переход на напряжение 10 кВ считается не рациональным в связи с заменой трансформаторов и электроприемников (например, электродвигателей). Напряжение 20 кВ пока применяется только в сетях, близких от ТЭЦ с генераторным напряжением 20 кВ.

Передача электроэнергии от ИП к распределительным пунктам (РП), ТП или отдельным электроприемникам может осуществляться по радиальным (рис. 7.3, а), магистральным (рис. 7.3, б) или смешанным схемам, сочетающим элементы радиальных и магистральных схем.

Радиальные схемы обладают высокой надежностью. Линии электропередач по этим схемам отходят от источника питания «по радиусам» к РП или ТП. Недостатком схемы является то, что при аварийном отключении питающей линии может оказаться обесточенной большая группа потребителей. Этот недостаток устраняется применением резервирования.

При магистральной схеме одна питающая магистраль обслуживает несколько ТП или РП. Распределение энергии осуществляется путем выполнения ответвлений от воздушной линии к отдельным подстанциям. Питание ТП можно осуществить путем поочередного ввода ЛЭП сначала от РП к одной ТП, затем от нее к другой ТП и т. д. При магистральных схемах уменьшается протяженность сетей, количество выключателей на РП, снижаются потери мощности в сетях, затраты на сооружение сетей.

Недостатком магистральных схем является снижение надежности по сравнению с радиальными схемами, так как при повреждении магистрали обесточенными оказываются все потребители, питающиеся от нее.

6 - 10 кВ

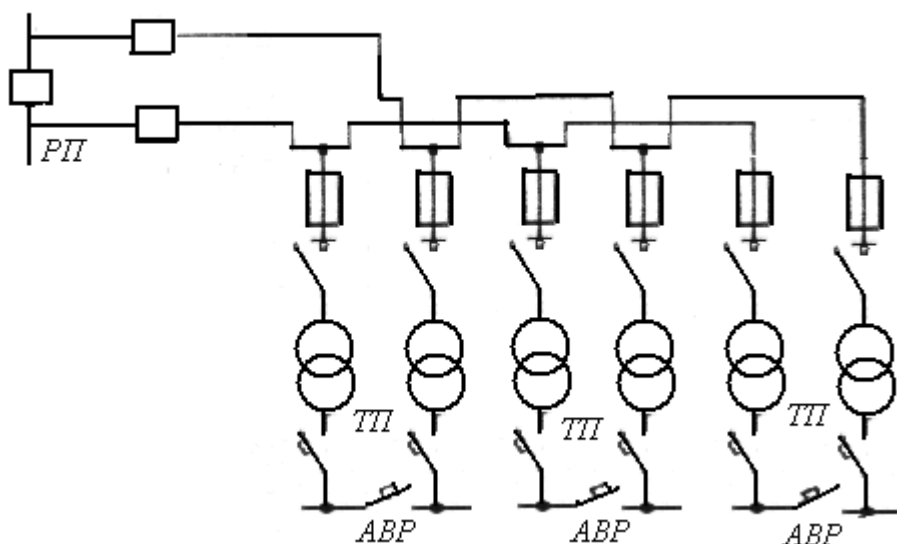


Рис. 7.4. Распределение электроэнергии по сквозным двойным магистралям: РП – распределительный пункт; ТП – трансформаторная подстанция; АВР – устройство автоматического резервирования

Надежность электроснабжения повышается при применении двухтрансформаторных подстанций и использовании сквозных двойных магистралей (рис. 7.4). В этом случае от каждой секции *РП* две магистрали заводятся поочередно на каждую секцию двухтрансформаторной подстанции *ТП*. Если на шинах низкого напряжения *ТП* применить устройство автоматического резервирования, например, на автоматических выключателях, то при выходе из строя любой питающей магистрали высшего напряжения электроэнергия будет подаваться потребителям по второй магистрали путем автоматического переключения на секциях шин низкого напряжения. Такие переключения называются автоматическим включением резерва (*АВР*).

Распределение электроэнергии в сетях до 1 кВ. Схема электроснабжения объектов строительства зависит от их категории по надежности и бесперебойности электроснабжения. Для электроснабжения производственных электроприемников применяются радиальные, магистральные и смешанные схемы. Магистральная схема применяется для питания нескольких электроприемников отдельного технологического агрегата, или небольшого количества мелких электроприемников, не связанных технологическим процессом (рис. 7.5, *а*). По радиальной схеме подключаются наиболее мощные электроприемники или отдельные распределительные пункты.

Только радиальные или магистральные схемы применяются редко. Наибольшее распространение получили смешанные схемы, сочетающие и радиальные и магистральные признаки (рис. 7.5, *б*).

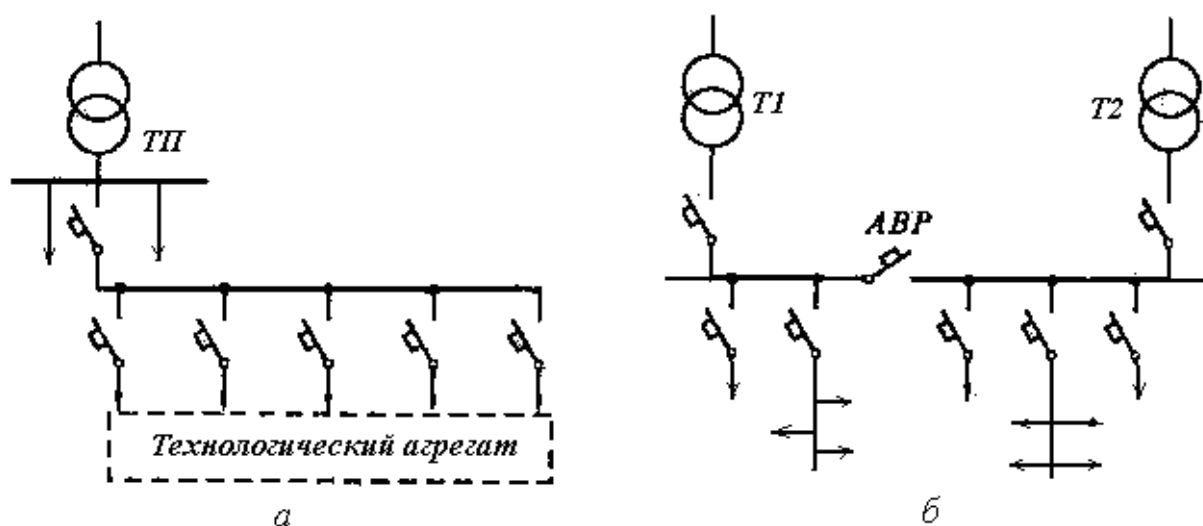


Рис. 7.5. Схемы электроснабжения производственных потребителей:
а) – магистральная; б) – смешанная; ТП – трансформаторная подстанция; T1, T2 – трансформаторы двухтрансформаторной ТП

Схемы осветительных сетей. Электроснабжение светильников общего освещения зданий осуществляется при напряжении 380/220 В переменного тока при заземленной нейтрали и при напряжении 220 В при изолированной нейтрали. Для светильников местного освещения с лампами накаливания применяется

напряжение не более 220 В в помещениях без повышенной опасности и не более 42 В в помещениях с повышенной опасностью. Для переносных ручных светильников в помещениях с повышенной опасностью применяется напряжение до 42 В. При стесненных условиях работы питание переносных светильников должно быть при напряжении до 12 В через специально предназначенные трансформаторы.

Схемы электроснабжения осветительной нагрузки в системе электроснабжения цеха (фермы) любого предприятия соответствуют схемам электроснабжения силовой нагрузки, которые рассматривались выше.

При этом к схемам электроснабжения осветительных нагрузок предъявляются следующие требования:

- электроснабжение осветительной нагрузки должно обеспечиваться совместно с электроснабжением силовой нагрузки или раздельно от электроснабжения силовой нагрузки. Целесообразность совмещения питания электроприемников силовой и осветительной нагрузок должна подтверждаться технико-экономическими расчетами;
- схемы питания осветительных установок в зданиях (ремонтные цехи и мастерские, бетонные и растворные заводы, административные помещения) должны допускать автоматизированное управление освещением;
- схемы питания осветительных установок должны обеспечивать надежность и безопасность электроснабжения.

Аварийное освещение требует создания для него самостоятельной системы электроснабжения, независимой от сети рабочего освещения. Независимым источником питания аварийного освещения является трансформатор, получающий питание от шин, не связанных с шинами рабочего освещения, генератор, приводимый каким-либо первичным двигателем или аккумуляторная батарея.

Схемы питания осветительных сетей показаны на рис. 7.6 – 7.8.

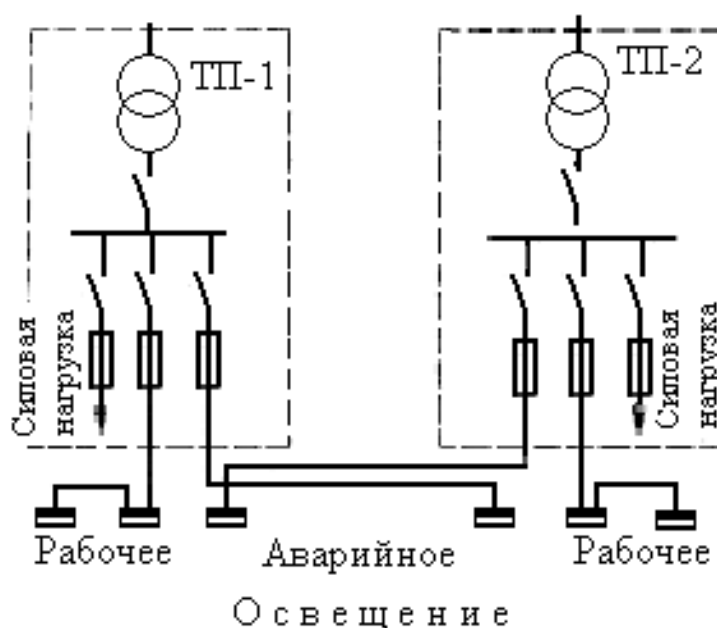


Рис. 7.6. Схема совместного питания силовой и осветительной нагрузок от двух подстанций (ТП-1, ТП-2)

На рис. 7.6 приведена схема совместного питания силовой и осветительной нагрузки от двух однострансформаторных подстанций. Схема совмещенного питания силовой и осветительной нагрузок от одного трансформатора снижает количество трансформаторов по сравнению со схемой раздельного питания этих нагрузок.

На рис. 7.7 приведена схема питания светильников в производственных цехах (ремонтно-механический, столярный, арматурный) от двух трансформаторов.

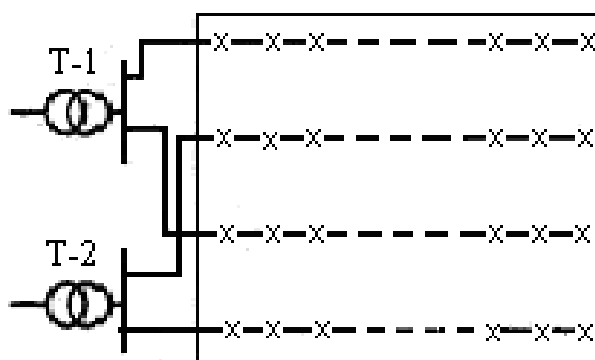


Рис. 7.7. Схема питания осветительной нагрузки в цехе от двух трансформаторов

В этой схеме чередуются ряды светильников, питающихся от разных трансформаторов. При исчезновении напряжения на одном из трансформаторов потеряет питание половина светильников. Освещенность в цехе снизится на 50%. Это позволяет продолжать работу, выполнять определенные технологические операции, не требующие высокой освещенности.

Схемы наружного и уличного освещения. Электроснабжение светильников наружного и уличного освещения осуществляется по магистральной схеме с равномерной загрузкой фаз (рис. 7.8).

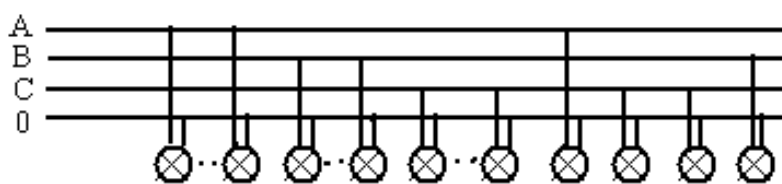


Рис. 7.8. Схема наружного и уличного электроснабжения

7.3. Конструкции электрических сетей

Воздушные линии. Воздушная линия (ВЛ) представляет собой сооружение из металлических проводов, предназначенных для передачи электроэнергии на большие расстояния, укрепленных на опорах при помощи изоляторов и арматуры. Воздушные линии находятся на открытом воздухе.

Провода. В воздушных линиях используют неизолированные (голые) провода из меди, алюминия и стали. По конструкции провода для воздушных линий

выпускаются, в основном, многопроволочными. Многопроволочные провода выполняют из проволок одинакового сечения. Число проволок может быть 7, 12, 19 и 37, что обеспечивает наиболее плотное прилегание вокруг центральной проволоки.

Провода воздушных линий обозначаются буквами и идущими вслед за ними цифрами. Буквы обозначают материал провода, цифры – сечение провода.

Наибольшее применение находят многопроволочные алюминиевые (А) и сталеалюминевые (АС) провода. Сталеалюминевые провода применяют для повышения механической прочности. Сердечник провода выполняется из одной или нескольких свитых стальных оцинкованных проволок. Алюминиевые проволоки, расположенные вокруг сердечника одним – тремя повивами являются токоведущей частью провода. Сечение проводов выбирается по длительно допустимому току и механической прочности с учетом гололеда и ветровой нагрузки. По условиям уменьшения потерь на корону рекомендуется применять провода с наименьшим сечением: 110 кВ – 70 мм², 220 кВ – 240 мм². Сталеалюминиевые провода имеют разновидность АСУ – усиленный и ослабленный – АСО.

Медь обладает высокой электрической проводимостью, но ее применение ограничено по экономическим соображениям.

Однопроволочные стальные провода ПСТ4, ПСТ5 (цифры обозначают диаметр провода в мм).

Минимальные допустимые площади поперечного сечения проводов, применяемых в линиях электропередач, составляют:

алюминиевых – 50 мм² (без пересечений с коммуникациями) и 70 мм² (при пересечениях с коммуникациями);

сталеалюминиевых – 25 мм² (без пересечений с коммуникациями) и 35 мм² (при пересечениях с коммуникациями).

Правила устройства электроустановок – ПУЭ [8] запрещают применять провода, площадь сечения которых меньше нормы, принятой с учетом механической прочности. Нельзя применять стальные провода диаметром более 5 мм.

На воздушных линиях напряжением до 1 кВ следует применять алюминиевые провода с минимальной площадью сечения 50 мм².

Для воздушных линий напряжением 0,4 и 10 кВ, кроме голых проводов, применяют и *изолированные* провода. Широкое применение нашли провода АПР. В основном их применяют как вводы в ТП и в здания в сети 0,4 кВ. В последние годы для ЛЭП 10 и 0,4 кВ применяют *самонесущие изолированные провода* (СИП). Они имеют три многопроволочных фазных провода сечением от 16 до 120 мм², изолированных полиэтиленом и нейтральный провод без изоляции из упрочненного алюминиевого сплава сечением от 25 до 70 мм². СИП могут иметь четвертый изолированный провод (16 мм²) для подключения светильников уличного освещения. На рис. 7.9. показан общий вид СИП, состоящего из четырех проводов, три из которых фазные и один несущий. Все провода скручены и их подвешивают к опорам без изоляторов на специальных подвесках.



Рис. 7.9. Общий вид самонесущего изолированного провода

Провода электрических линий обладают активным и индуктивным сопротивлением переменному току. В табл. 7.1 приведены значения сопротивлений и проводимостей проводов воздушных линий напряжением 35–220 кВ.

Таблица 7.1

**Удельные сопротивления и проводимости воздушных линий
напряжением 35 – 220 кВ**

Сечение/ диаметр провода, мм ²	r_0 , Ом/км при 20° С	35 кВ		110 кВ		220 кВ	
		x_0 , Ом/км	b_0 , 10 ⁶ См/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 10 ⁶ См/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 10 ⁶ См/км
35/6,2	0,773	0,438	2,59	—	—	—	—
50/8	0,592	0,429	2,65	—	—	—	—
70/11	0,420	0,418	2,72	0,441	2,57	—	—
95/16	0,299	0,408	2,79	0,43	2,64	—	—
120/19	0,245	0,4	2,85	0,423	2,69	—	—
150/24	0,194	0,393	2,9	0,415	2,74	—	—
185/29	0,159	—	—	0,409	2,78	—	—
205/27	0,140	—	—	0,406	2,80	—	—
240/32	0,118	—	—	0,401	2,84	0,430	2,64
300/39	0,096	—	—	—	—	0,424	2,68
400/51	0,073	—	—	—	—	0,415	2,74
450/56	0,067	—	—	—	—	0,412	2,76

ВЛ выполняют *одноцепными* и *двухцепными*. При сооружении двухцепных линий на опорах размещается практически две линии.

Опоры ВЛ представляют собой конструкцию для поддержания проводов на необходимой высоте над землей и сооружениями, которые пересекаются воздушной линией, а также для изоляции проводов друг от друга. Кроме проводов, на опорах подвешивают стальные заземленные тросы для защиты проводов от прямых ударов молний и возникающих при этом перенапряжений.

Конструкции опор разнообразны. Опоры делят на промежуточные, анкерные, угловые, концевые и транспозиционные. Материалом для изготовления опор может быть древесина, железобетон, металлический прокат.

Основными элементами опор являются стойки, траверсы для крепления изоляторов, фундаменты, обеспечивающие закрепление опоры в грунте.

Промежуточные опоры предназначены для поддержания проводов на прямых участках трассы. Промежуточные опоры выполняются цельными или с приставкой. Приставка позволяет увеличить высоту опоры, а также увеличить срок ее эксплуатации, если к деревянной стойке промежуточной опоры присоединяется железобетонная приставка.

Анкерные опоры устанавливают на прямых участках трассы ВЛ на пересечениях с различными сооружениями, а также там, где изменяется сечение и марка проводов. На этих опорах предусматриваются жесткие и прочные конструкции для крепления проводов, воспринимающие их тяжения в пролетах при различных условиях. *Тяжением* провода называют усилие, направленное по оси провода. На анкерных опорах для крепления проводов увеличивают количество штыревых изоляторов или заменяют их на подвесные. На линиях напряжением 10 кВ анкерные опоры устанавливают на расстоянии 3–5 км друг от друга.

Угловые опоры устанавливают в местах изменения направления линий. Они имеют укосину, располагаемую по биссектрисе угла поворота. При малых углах поворота в качестве угловых опор можно применять промежуточные.

Концевые опоры по конструкции выполняют либо как промежуточные с укосиной в сторону тяжения проводов или с оттяжками в противоположную сторону. В качестве концевых опор могут применяться анкерные опоры.

Ответвительные опоры служат для выполнения ответвлений от магистрали. Ответвительные опоры часто выполняют как концевые или анкерные.

Переходные опоры применяют при пересечении железных дорог, рек, озер, ущелий. Длина пролета достигает одного и более километров, а высота – нескольких десятков метров.

Транспозиционные опоры устанавливают в местах, где провода меняются местами для обеспечения симметрии трехфазной системы.

На рис. 7.10 представлены конструкции деревянных опор линии электропередачи на напряжение 10–220 кВ, на рис. 7.11 – конструкции металлических опор (*а* – двухцепной линии на 110 кВ, *б* – одноцепной линии на 220 кВ).

Деревянные опоры на напряжение 6–220 кВ изготавливают из сосны и лиственницы, из древесины более стойкой к гниению. Для повышения срока службы деревянные опоры пропитывают антисептиками. Подземная часть опор снабжается ригелями. Деревянные опоры могут комплектоваться железобетонными стульями или пасынками.

В электрических сетях напряжением до 1 кВ в основном применяют деревянные опоры по конструкции близкие к опорам для линий на напряжение 10 кВ. На опорах возможно крепление до 10 проводов, из которых 5–8 – основные, 2–4 – для проводов линии радиосети.

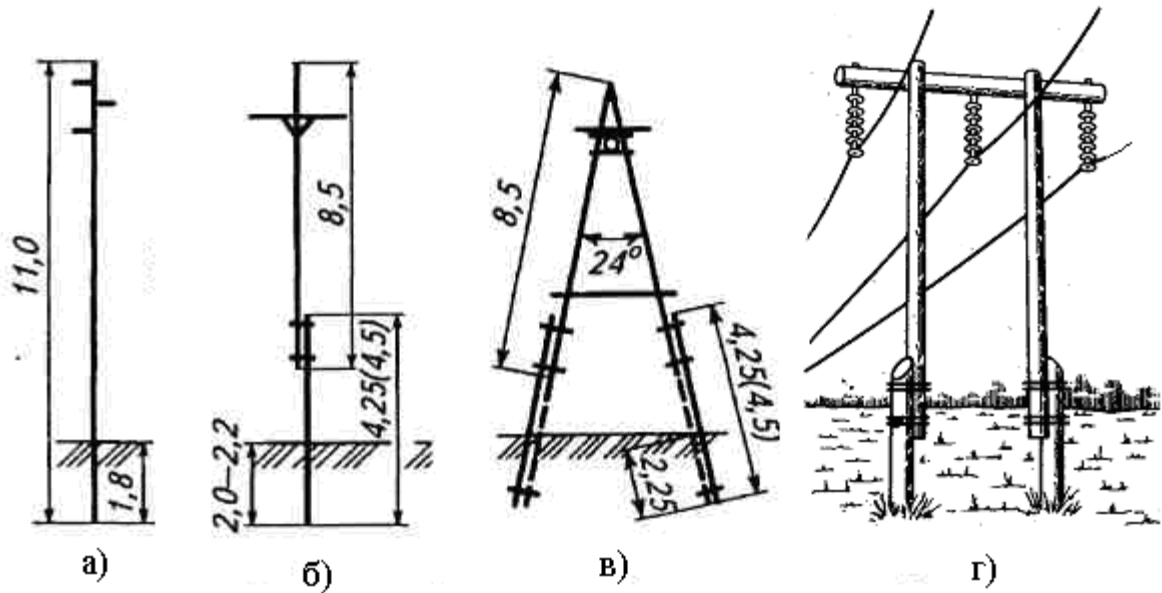


Рис. 7.10. Конструкции деревянных опор воздушных линий на напряжение 10 – 220 кВ (размеры в м): а) промежуточная цельная; б) промежуточная с приставкой; в) анкерная; г) П – образная

Железобетонные опоры применяются в линиях электропередачи на напряжение 6–220 кВ. Длина стоек опор до 25 м. На напряжение 35 кВ железобетонные опоры изготавливают для крепления грозозащитного троса и без него. Для электросети до 1 кВ железобетонные опоры выполняют, как правило, цельностоечными.

Металлические опоры применяют на напряжение 110 кВ и выше. Металлические опоры устанавливают на фундаменты или подпятники.

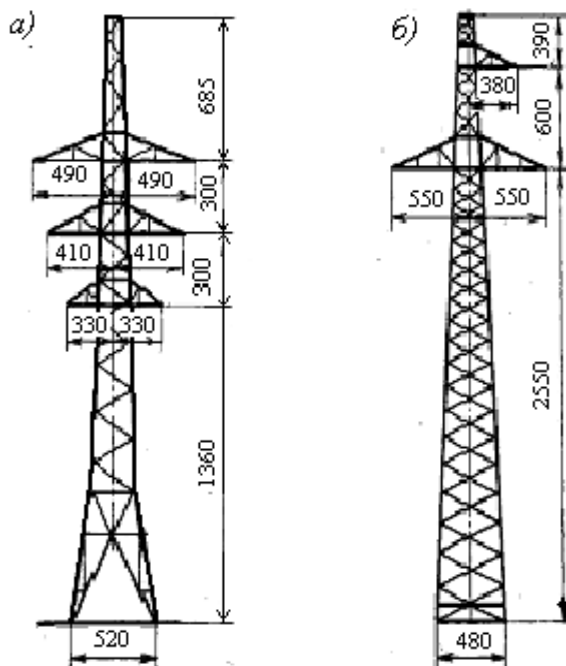


Рис. 7.11. Металлические опоры воздушных линий (размеры в см): а – двухцепная линия на 110 кВ; б – одноцепная на 220 кВ

Изоляторы и арматура применяются для крепления проводов на опорах и их изолирования от опор и других конструкций. Материал изоляторов должен обладать высокой электрической и механической прочностью, а также стойкостью к температурным, атмосферным и химическим воздействиям. Этими свойствами обладают электротехнический фарфор и стекло.

Изоляторы воздушных линий делят на подвесные и штыревые. На опорах воздушной линии напряжением 35–220 кВ провода крепят с помощью гирлянд *подвесных или стержневых изоляторов* (рис. 7.12). Изоляторы крепят к крюку, закрепленному на траверсе с помощью серьги 1. Гирлянда подвесных изоляторов набирается в зависимости от напряжения. На линии 35 кВ на деревянных опорах подвешиваются два изолятора, на железобетонных и стальных опорах – три. При напряжении 110 кВ – шесть и семь, при 220 кВ – 11 и 13 изоляторов соответственно. Провод укладывается в поддерживающий зажим 2, который соединяется с нижним изолятором ушком 2. Зажимы служат для жесткого крепления провода и не допускают его проскальзывания при одностороннем тяжении в случае обрыва провода в соседнем пролете. На анкерных опорах применяют клиновые и болтовые зажимы.

Провода между собой соединяют зажимами, после чего концы сваривают между собой.

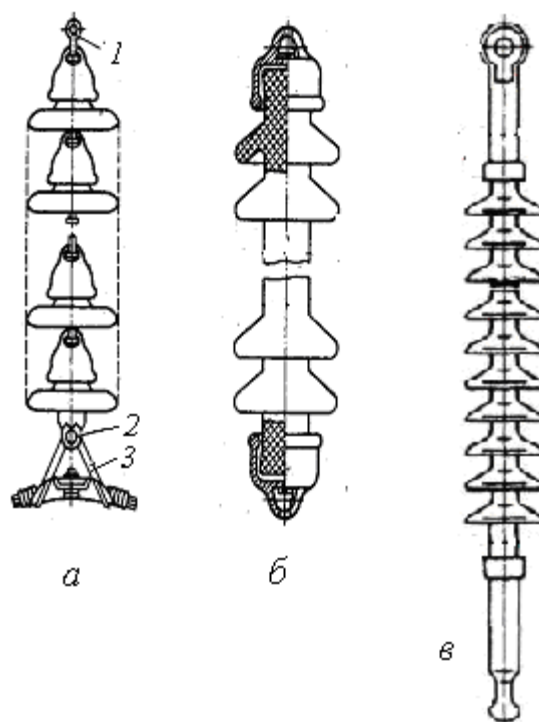


Рис. 7.12. Линейные изоляторы: *а* – подвесной; *б* – стержневой; *в* – подвесной полимерный

Провода могут крепиться с помощью натяжных гирлянд (рис. 7.13). Натяжные гирлянды крепят с двух сторон к траверсе анкерной опоры 1. Провода

соединяются между собой обходной петлей 2. Натяжные гирлянды содержат на один – два изолятора больше, чем подвесные.

На линиях 6–35 кВ применяются изоляторы из полимерных материалов на основе стеклопластиковых стержней. Стержни по концам армируют стальными оконцевателями, обеспечивающих крепление изолятора к опоре. На стержень надевается защитный кожух с ребрами для увеличения пути тока утечки по поверхности изолятора (рис. 7.12, в).

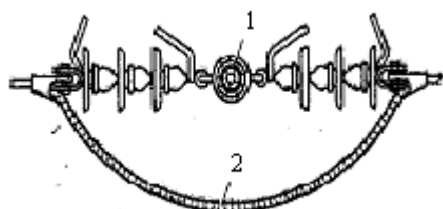


Рис. 7.13. Натяжная гирлянда на линии 35 кВ на деревянной опоре

Кроме длинностержневых полимерных изоляторов созданы также полимерные изолирующие траверсы для линий на напряжение 6–10 кВ, к которым провода можно крепить без изоляторов.

Штыревые изоляторы применяют в сетях 0,4–35 кВ и крепят на штырях или крюках. При напряжении до 1 кВ изоляторы, в основном, крепят на крюках, а при напряжениях 6–35 кВ как на крюках, так и на штырях. На рис. 7.14 показаны конструкции штыревых изоляторов.

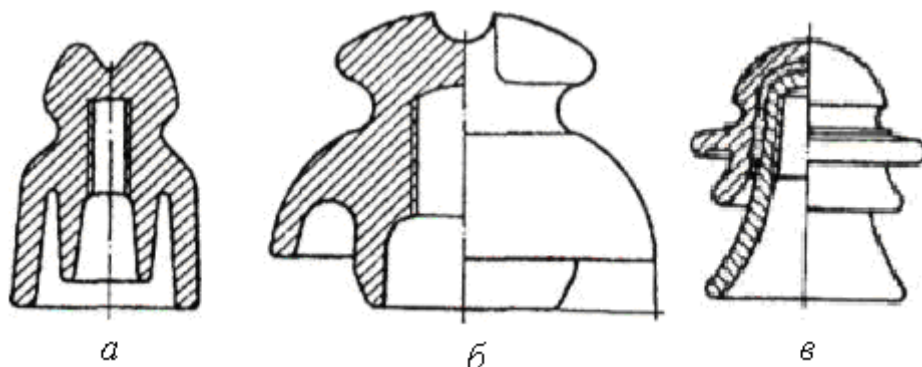


Рис. 7.14. Штыревые изоляторы: а – тип ТФ до 1 кВ; б – ШФ10; в – ШФ35

Конструкции линий. Крепление проводов ВЛ на напряжение 6–20 кВ осуществляется с помощью штыревых изоляторов, которые крепятся на крюках или штырях.

Расстояние между двумя соседними опорами называют *пролетом*. Провода между двумя соседними опорами подвешиваются свободно, и под влиянием собственной массы провод в пролете провисает на величину f , называемую *стрелой провиса* (рис. 7.15). Наименьшее расстояние от низшей точки провода до поверхности земли h называется *габаритом линии*.

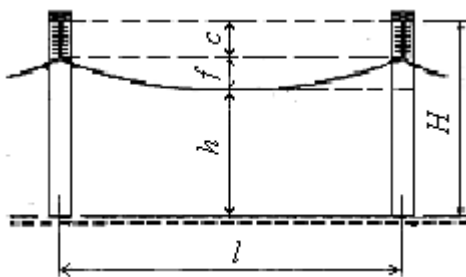


Рис. 7.15. Пролет линии на подвесных изоляторах

Провода на опорах размещают либо в вершинах треугольника, либо горизонтально.

Линии 35 кВ и выше снабжают грозозащитными тросами, которые располагаются выше проводов воздушной линии.

В пролетах большой длины наблюдается вибрация проводов, что может привести к обрыву проволок проводов и снизить их механическую прочность. При наличии гололеда возникает «пляска» проводов – вибрация с повышенной амплитудой. На линиях 35–220 кВ применяют защиту от вибрации установкой виброгасителей, которые поглощают энергию вибрации и уменьшают амплитуду колебания проводов у зажимов.

Распределительные линии низкого напряжения 380/220 В выполняют с глухозаземленной нейтралью. Магистральные линии – пятипроводные (три фазных провода, фонарный и нулевой). Провода на опорах располагают следующим образом: сверху – три фазных провода, ниже их – фонарный провод и самый нижний – нулевой. К фонарному и нулевому проводам присоединяют светильники уличного освещения.

Воздушные линии 380/220 В прокладывают вдоль дорог, как правило, с двух сторон. Длина линии не превышает 0,6 км.

Нулевой провод заземляют через 100–150 м, а также на вводах в здание, где есть рабочее заземление электроустановок. Сечение нулевого провода на линиях, питающих однофазные электроприемники должно быть равно сечению фазного провода. В других случаях сечение нулевого провода можно брать в 2 раза меньше фазного.

Пересечение высоковольтных линий с дорогами и линиями других напряжений. Пересечения ВЛ с железными и автомобильными дорогами должно производиться под углом близким к 90° , но не менее 45° . Опоры, ограничивающие пролет пересечения, должны быть анкерными.

Минимальное расстояние от провода ВЛ до головки рельса должно быть не менее 7,5 м; до полотна автомобильной дороги – не менее 7 м.

Пересечения линий 35–110 кВ между собой, с линиями меньшего напряжения и с линиями связи должны иметь минимальное расстояние – 3 м, линии 6–20 кВ – не менее 2 м.

Прохождение ВЛ над зданиями и сооружениями не допускается.

Кабельные линии. В местах, где затруднено сооружение воздушных линий, прокладываются кабельные линии. Наибольшее распространение кабели получили в распределительных сетях напряжением 6–10 и до 1 кВ.

Конструктивно трехжильный кабель состоит из токоведущих жил, выполненных в виде сегментов, свитых из отдельных проволок (рис. 7.16).

Жилы кабеля 1 имеют фазовую изоляцию 2, сверху которой наложена общая поясная изоляция 4 из пропитанной маслом бумаги. Пространство между жилами заполняется джутовым наполнителем 3. Кабель имеет герметизирующую свинцовую или алюминиевую оболочку 5. По оболочке кабель покрывается слоем кабельной бумаги 6 и джутовой рубашкой 7. От механических повреждений кабель защищается броней из стальной ленты 8, а от коррозии джутовым покровом 9.

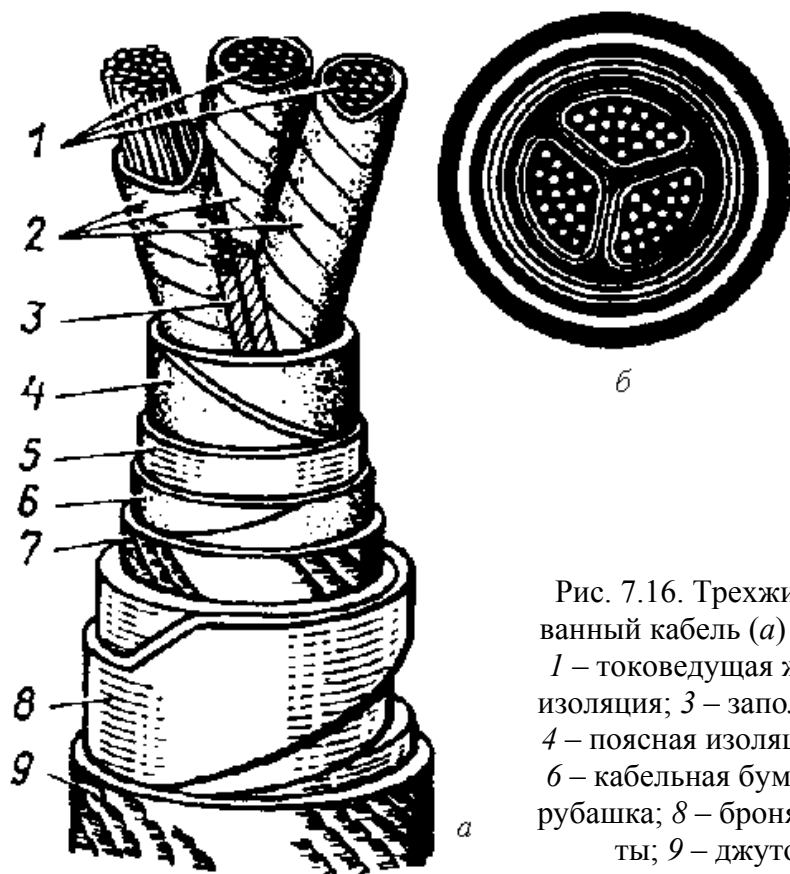


Рис. 7.16. Трехжильный бронированный кабель (а) и его сечение (б): 1 – токоведущая жила; 2 – фазовая изоляция; 3 – наполнитель из джута; 4 – поясная изоляция; 5 – оболочка; 6 – кабельная бумага; 7 – джутовая рубашка; 8 – броня из стальной ленты; 9 – джутовый покров

Кабели общего назначения изготавливают с бумажной изоляцией, пропитанной специальными составами, или с резиновой изоляцией. Кабели с резиновой изоляцией прокладывают в закрытых помещениях. Для сетей 380 В кабели имеют четвертую жилу. Кабели на напряжение 6 кВ сечением до 16 мм² вместо сегментных жил имеют круглые жилы.

Кабели прокладываются в земляных траншеях с защитой от механических повреждений кирпичом или железобетонными плитами. В одной траншее укладывают не более 6 кабелей. Прокладка выполняется змейкой для компенсации температурных деформаций.

При пересечении кабельными линиями дорог, трасс холодного и горячего водоснабжения, кабели прокладывают в защитных блоках или трубах.

По территории энергоемкого предприятия кабели преимущественно прокладывают в кабельных каналах, в которых можно уложить до 30 кабелей (рис. 7.17). Каналы изготавливаются из сборных железобетонных элементов.

По окончании монтажа каналы закрываются плитами. Кабели размещают на кабельных конструкциях (кронштейнах) 1. При размещении кабелей в несколько рядов, применяют огнестойкие перегородки 2. В кабельном канале возможно размещение кабелей на разное напряжение. В самом верхнем ряду размещают кабели высокого напряжения 3. В самых нижних рядах – контрольные кабели 5 и кабели связи 6. Кабели на напряжение до 1 кВ 4 размещают в средних рядах, а также где имеется возможность их размещения в других рядах.

В местах изменения направления кабелей устанавливают кабельные колодцы.

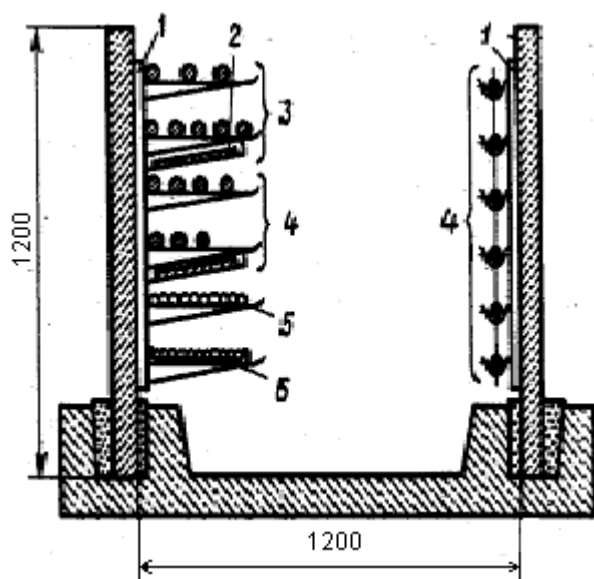


Рис. 7.17. Размещение кабелей в кабельном канале на кабельных конструкциях: 1 – кронштейн; 2 – перегородка; 3 – кабели высокого напряжения; 4 – кабели низкого напряжения; 5 – контрольные кабели; 6 – кабели связи

При прокладке кабелей в помещениях с них снимают джутовый покров.

Контрольные кабели выполняются многожильными для применения в цепях управления электротехническими устройствами, релейной защиты и автоматики, блокировки и сигнализации.

Трассы кабельных линий должны прокладываться параллельно стенам корпусов или образующим кварталов.

7.4. Внутренние электрические сети и проводки на напряжение до 1 кВ

Назначение и классификация электрических сетей. Электрические сети низкого напряжения на объектах строительного производства служат для распределения электрической энергии к электроприемникам при напряжении до 1 кВ. Они делятся на внешние и внутренние. Наружные сети применяются для передачи электроэнергии в здания для электроснабжения силовой нагрузки и освещения, а также для ввода напряжения на РП в производственном здании от воздушной линии. Передача электроэнергии к производственным электроприемникам, в основном, осуществляется по внутренним электрическим сетям от ТП и распределительных устройств внутри зданий.

Электрические сети напряжением до 1 кВ различаются по виду применяемых проводников, способам их изоляции и конструктивному выполнению. По конструкции проводников сети делят на сети, выполненные проводами и кабелями. Сети, выполненные изолированными проводами и кабелями, сечением до 16 мм², называются *электропроводами*. Они прокладываются открыто и скрыто внутри зданий и по конструкциям как внутри, так и снаружи зданий.

Внутренние электрические сети выполняют:

изолированными проводами и кабелями, проложенными открыто на специальных конструкциях или непосредственно по поверхности стен, потолков, по элементам строительных конструкций;

изолированными проводами и кабелями, проложенными скрыто внутри конструктивных элементов зданий и сооружений (в стенах, полах, подготовке пола, перекрытиях);

шинопроводами.

Конструктивное исполнение цеховых сетей может быть разнообразным.

Изолированные провода и кабели во внутренних электрических сетях.

Внутри производственных, административных, жилых и бытовых зданий для электропроводок применяются изолированные провода и кабели. Изолированные провода имеют медные или алюминиевые жилы. В качестве электрической изоляции жил проводов применяют резину или пластмассу. Для защиты от механических повреждений, действий света и влаги провода покрывают оболочкой из резины, пластмассы или металлических лент. Провода, имеющие защитную оболочку, называют защищенными, не имеющие оболочки – не защищенными. Провода могут иметь защитный покров из хлопчатобумажной пряжи, пропитанной противогнилостным составом, этот покров не является защитной оболочкой.

Провода и кабели различают по числу и сечению жил, номинальному напряжению. Количество жил – от одной до четырех (для контрольных кабелей – от 4 до 37). Наиболее широкое применение получили провода и кабели с алюминиевой жилой.

Провода с резиновой изоляцией:

- пропитанной противогнилостным средством (АПР);
- в поливинилхлоридной оболочке (АПРВ);
- пропитанной противогнилостным составом, в оплетке из хлопчатобумажной ткани, для прокладки в стальных трубах (АПРТО);
- в оплетке из хлопчатобумажной ткани, покрытой лаком (ПРЛ);
- с нейритовой резиновой изоляцией, без оплетки, плоский (АПН);
- в негорючей резиновой оболочке (АПРН);
- в металлической фальцованной оболочке (АТПРФ).

Провода с поливинилхлоридной изоляцией:

- не плоские и плоские с разъединяющей перемычкой между жилами (АПВ и АППВ).

Провода с пластмассовой изоляцией:

- с жилами в полихлоридной оболочке (АПУНП).

Шнуры с медными жилами и резиновой изоляцией:

- в неоплетанной оплетке из хлопчатобумажной ткани (ПРД, ШР);
- с скрученными жилами, с заполнением, в общей оплетке (ШВРО).

Кабель с медными жилами и резиновой изоляцией

- переносной, тяжелый (КРПТ).

Широкое распространение для внутренних электрических сетей нашли кабели с резиновой изоляцией, в поливинилхлоридной оболочке, бронированные и небронированные.

В маркировке проводов первая буква (А) означает материал жилы – алюминий. Отсутствие буквы А означает, что токопроводящая жила из меди. Вторая буква П – провод; третья буква – материал изоляции: Р – резина, В – поливинилхлорид, П – полиэтилен. В маркировке проводов применяются и другие буквы, характеризующие другие элементы конструкции провода: О – оплетка, Т – прокладка в трубах, П – плоский с разделительным основанием, Ф – металлическая фальцованная оболочка, Г – гибкий.

В маркировке кабелей их оболочку обозначают буквами: С – свинцовая, А – алюминиевая, Н – негорючая резина, В – поливинилхлоридная; защитное покрытие обозначают: Б – бронированное лентами, П – бронированное плоскими проволоками, А – асфальтированное. Отсутствие покрова обозначают буквой Г – голый.

Провода и кабели могут быть одно – четырехжильными, сечение жил кабелей – в широком диапазоне в зависимости от нагрузки на провода и кабели.

Применение тех или иных проводов и кабелей зависит от характеристики помещений, в которых они используются.

Классификация помещений. Бытовые и производственные помещения в по своим характеристикам разнообразны и делятся на девять типов [5].

Сухие и нормальные помещения характеризуются относительной влажностью не более 60% и температурой 30°C, отсутствием пыли и химически активных веществ. К ним относятся жилые дома, конторы, школы, клубы, подсобные помещения для рабочих.

Во *влажных* помещениях относительная влажность достигает 60–75 %. К таким помещениям относятся прихожие домов (сени), лестничные клетки, кухни, неотапливаемые склады.

К *сырым* помещениям относятся такие помещения, в которых относительная влажность превышает 75% (общественные кухни, туалеты).

Особо сырые помещения – относительная влажность достигает 100%. К ним относятся бани, прачечные, моечные залы в ремонтных мастерских.

К *пыльным* помещениям относятся такие, где выделяется большое количество технологической пыли, оседающей на электропроводке и проникающей внутрь электротехнических устройств. Такими помещениями являются склады цемента.

К *жарким* помещениям относят помещения с температурой выше 30°C.

Помещения с *химически активной средой* характеризуются длительным содержанием или образованием пара, газа и отложений, разрушающих изоля-

цию и токоведущие части. К ним относятся помещения для хранения кислот и щелочей.

В *пожароопасных* помещениях содержатся материалы либо выделяются вещества, которые могут привести к пожару при неблагоприятных условиях. Эти помещения подразделяют на классы: П-I, П-IIa, П-III.

Во *взрывоопасных* помещениях содержатся или выделяются вещества, которые могут привести при неблагоприятных условиях к взрыву. Их делят на классы: В-I, В-Ia, В-Iб, В-II и В-IIa.

Вводы в здания от воздушных линий. *Ввод* – это начало внутренней электропроводки. Он должен быть надежно изолирован и не допускать попадания влаги в помещение и скапливания ее в месте прохода проводов через стену. Ввод в здание от наружной линии напряжением 380/220 В осуществляется от ближайшей к нему опоры. Длина ответвления должна быть не более 10 м, а высота подвески проводов не менее 2,75 м. Если расстояние от здания до опоры более 10 м, требуется установка дополнительной опоры у здания. Над дорогой провода должны быть расположены не ниже 6 м, а над тротуаром или пешеходной дорожкой не ниже 3,5 м. Ввод через стену здания выполняется изолированным проводом (рис. 7.18).

В стене здания укрепляются крюки 3 с изоляторами 2, на которых закрепляют провода 1, идущие от опоры. К этим проводам присоединяют изолированные проводники внутренней сети 4, которые проходят через эбонитовую трубку 6. С наружной стороны на трубку надевают фарфоровую воронку 5, а с внутренней – втулку 7. В бревенчатых зданиях проходные отверстия делают для каждого провода отдельно. Выполнение отверстий в пазах между бревнами и в оконных рамах не допускается.

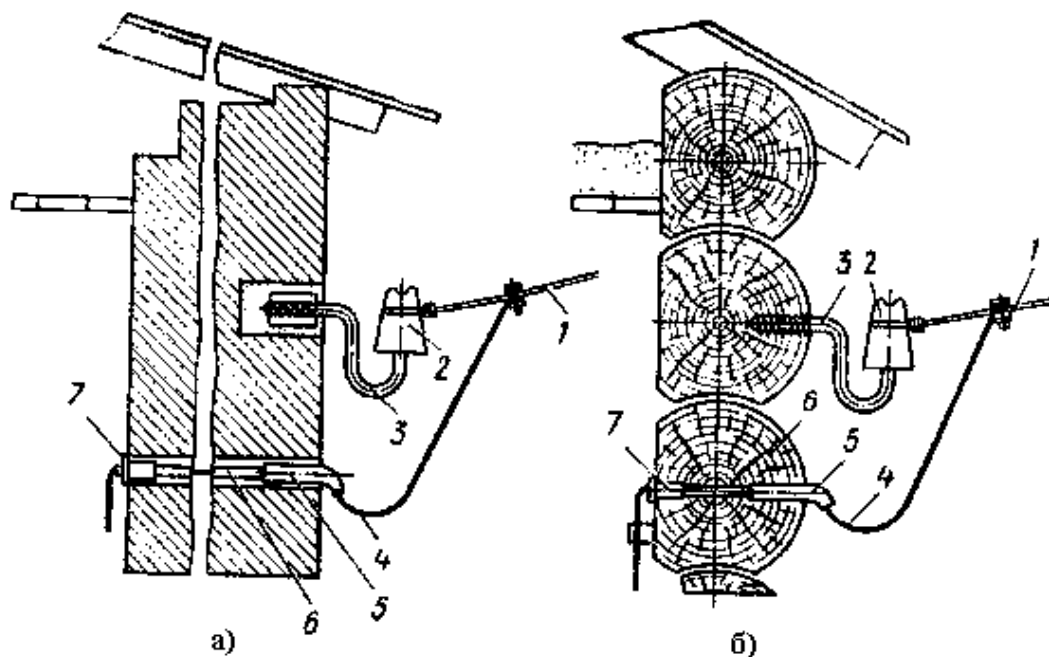


Рис. 7.18. Устройство ввода проводов в здание: а – кирпичное; б – бревенчатое: 1 – провод; 2 – изолятор; 3 – крюк; 4 – изолированный провод; 5 – фарфоровая воронка; 6 – эбонитовая трубка; 7 – втулка

Электропроводки. Изолированные провода и кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией (электропроводки) прокладываются в лотках, коробах, трубах, и на тросах. Лотки и короба могут крепиться по стенам, на кронштейнах, могут быть подвешенными к потолку. Проводки в коробах защищены от загрязнений. Для защиты от загрязнений и для обеспечения эстетичности проводки в лотках могут быть закрыты панелями. При скрытой прокладке проводок ухудшаются условия охлаждения проводов и кабелей. В одном коробе должно прокладываться не более 12 проводов или кабелей.

В производственных помещениях при открытых проводках провода могут прокладываться на роликах или изоляторах по стенам. Широкое применение имеют электропроводки на тросах и струнах.

Скрытая проводка может выполняться в стенах под штукатуркой (в сухих помещениях), в полу и перекрытиях (в пустотах плит), в нишах стен и фундаментов, в каналах, образованных в толще бетона. Провода и кабели могут прокладываться в трубах, уложенных в полу, по стенам. Для проводок применяют стальные и пластмассовые трубы. Стальные водогазопроводные легкие трубы применяют во всех помещениях, кроме помещений с взрывоопасной средой. Во взрывоопасных помещениях применяют стальные водогазопроводные обыкновенные трубы. Стальные трубы с толщиной стенок 2 мм и менее не допускаются к применению в сырых помещениях, в наружных установках и в помещениях с химически активной средой. В помещениях для содержания животных использование стальных труб для скрытых проводок запрещается.

Основными видами пластмассовых труб для электропроводок являются поливинилхлоридные, винипластовые и полиэтиленовые.

Наружная электропроводка прокладывается по наружным стенам зданий, под навесами. К наружной проводке относится также прокладка изолированных проводов и кабелей сечением до 16 мм², с креплением их на опорах между зданиями.

Все металлические части электроустановок (корпуса электродвигателей, станины технологического оборудования, металлические трубы с проложенными в них проводами, части осветительной арматуры) должны быть заземлены или занулены.

Сети электрического освещения в жилых и бытовых помещениях. Электроснабжение светильников общего освещения осуществляется при напряжении 380/220 В переменного тока при заземленной нейтрали и при напряжении 220 В при изолированной нейтрали. Для светильников местного освещения с лампами накаливания применяется напряжение не более 220 В в помещениях без повышенной опасности и не более 42 В в помещениях с повышенной опасностью. Для переносных ручных светильников в помещениях с повышенной опасностью применяется напряжение до 42 В. При стесненных условиях работы питание переносных светильников должно осуществляться через специально предназначенные трансформаторы при напряжении до 12 В.

Для закрепления проводов при открытой прокладке по потолкам и стенам применяют фарфоровые ролики и для оконцевания труб и проходов через стены и перегородки – фарфоровые и пластмассовые воронки и трубки.

Разветвления и ответвления от магистрального провода выполняют в разветвительных коробках, выступающих над поверхностью при открытых проводках или утопленных при скрытой проводке.

Провода и шнуры при открытой проводке прокладывают по стенам и потолкам на высоте 2 – 2,5 м.

Выключатели и штепсельные розетки должны размещаться не ближе 0,5 м от заземленных частей оборудования, трубопроводов, батарей отопления. Выключатели устанавливают слева от двери при входе в помещение на высоте не более 1,5 м, розетки на высоте – 0,8–0,9 м. Выключатели осветительных линий включаются в разрыв фазного провода.

В чердачных помещениях могут применяться следующие виды проводок, выполняемые проводами и кабелями с медной жилой:

- открытые проводки, выполненные не защищенными проводами в стальных трубах или кабелями в оболочках из негорючих материалов;
- скрытые проводки в стенах и перекрытиях из негорючих материалов.

Кабельные линии в сетях напряжением до 1 кВ. Кабельные линии прокладывают от трансформаторных подстанций, находящихся за пределами цеха в траншеях и кабельных каналах. Применяют бронированные кабели с алюминиевыми жилами. Минимальное сечение жил должно быть не менее 6 мм².

Внутри помещений кабели прокладывают по стенам, по конструкциям, в кабельных каналах. Провода и кабели, проложенные по стенам, должны быть защищены от механических воздействий.

В кабельных каналах кабели крепят на кронштейнах или укладывают по дну канала. Вместе с силовыми кабелями могут прокладываться кабели для осветительных сетей, а также и контрольные кабели, применяемые для устройств защиты и автоматики, измерений и сигнализации, для управления источниками и приемниками электроэнергии, а также кабели на напряжение выше 1 кВ. С кабелей, прокладываемых внутри помещений, должен быть снят джутовый покров. Кабельные каналы должны закрываться съемной железобетонной или металлической панелью.

Трассы кабельных линий должны быть прямолинейными и удаленными от различных трубопроводов, чтобы исключить воздействие на них воды, пара, масел, в случае повреждения трубопроводов.

Шинопроводы. Шинопроводом называется жесткий токопровод, состоящий из комплектных секций. В ремонтно-механических и сборочных цехах применяют магистральные и распределительные шинопроводы. Секции шинопровода могут быть прямые, угловые, вводные, ответвительные, переходные, компенсационные. Длины секций унифицированы и кратны 770 мм. Комплектные шинопроводы применяют только внутри помещений. На участках трассы, где затруднена прокладка шинопроводов, применяют кабельные вставки.

В шинопроводах применяют медные и алюминиевые шины, изолированные друг от друга и закрепленные с помощью клипс. В цеховых распределительных сетях могут применяться *силовые распределительные шинопроводы*

ШРА-73, ШРА4 (буква А в обозначении означает наличие алюминиевых шин) с номинальными токами от 100 до 400 А.

Силовые шинопроводы комплектуются вводными и ответвительными коробками с автоматическими выключателями или с предохранителями для подключения и защиты электроприемников. Шинопровод ШРА4 обеспечивает возможность штепсельного присоединения трехфазных и однофазных электроприемников: станков, электроинструмента.

Силовые распределительные шинопроводы прокладываются на вертикальных стойках, колоннах, кронштейнах, подвесках.

Осветительные шинопроводы ШОС предназначены для питания светильников и электроприемников небольшой мощности. Номинальный ток 25, 63 и 100 А. В качестве проводников в шинопроводах используются медные изолированные провода, медные шины или алюминиевые шины плакированные медью. Шинопроводы используются в четырехпроводных сетях. Нулевой провод имеет то же сечение, что и фазные провода. Секции шинопроводов соединяются между собой с помощью штепсельных разъемов. Каждая секция имеет с одной стороны штыри, с другой – гнезда. На секциях установлены розетки, закрытые откидными крышками, которые служат для подключения светильников. Номинальный ток присоединения 10 А. Светильники подвешивают непосредственно к осветительным шинопроводам или к несущим конструкциям.

Кожуха всех шинопроводов подлежат заземлению. Кожух осветительного шинопровода может заземляться через нулевой провод.

7.6. Выбор проводов и кабелей в распределительных сетях

Выбор проводов в сети напряжением 6–110 кВ. При проектировании питающих линий, а также районной распределительной сети решается вопрос надежности и экономичности системы электроснабжения. При выборе проводов учитывают:

- нагрев от длительного тока в рабочих режимах;
- нагрев от кратковременного выделения теплоты при токах короткого замыкания в аварийном режиме;
- потери напряжения в линии в рабочем и послеаварийном режимах;
- механическую прочность проводников;
- коронирование.

При выборе сечения проводников определяют расчетную нагрузку и расчетный ток. По таблицам ПУЭ [8] выбирают стандартное сечение проводника, соответствующее ближайшему большему значению тока.

При прохождении тока по проводникам электрической сети они нагреваются. Согласно закону Джоуля – Ленца в проводниках выделяется тепловая энергия $Q = 0,24I^2 R t$, где I – ток, протекающий по проводнику; R – сопротивление проводника; t – время протекания тока.

Температура проводника возрастает до наступления теплового равновесия между теплом, выделяемым в проводнике, и теплом, отдаваемым в окружающее пространство. Температура нагретого проводника при тепловом равновесии называется установившейся температурой. Чрезмерный нагрев проводника может привести к преждевременному старению изоляции, ухудшению контактных соединений и возникновению пожара. Чтобы этого не происходило, устанавливаются предельно допустимые значения температуры нагрева проводников в зависимости от материала проводника, вида изоляции и режима работы. Ток, протекающий по проводнику длительное время и соответствующий наибольшей допустимой температуре нагрева проводника, называется длительно допустимым током по нагреву I_{∂} . Длительно допустимые токовые нагрузки приводятся в таблицах Правил устройства электроустановок (ПУЭ) [8] и справочной литературе. Допустимые температуры нагрева [2] проводников приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.2

Допустимые температуры нагрева проводников, °С

Проводник и его изоляция	Длительная температура нагрева	Кратковременная температура нагрева при перегрузках	Температура нагрева при токах КЗ в проводниках	
			медном	алюминиевом
Неизолированные провода и шины	70	125	300	200
Провода и кабели с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией	55	110	150	150
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией включительно до, кВ:				
3	80	125	200	200
6	65	110	200	200
10	60	90	200	200
35	50	75	125	125

Сечение проводников часто определяют по экономической плотности тока

$$S_{\partial} = \frac{I_p}{J_{\partial}}, \quad (7.1)$$

где S_{∂} – экономически обоснованное сечение провода; I_p – расчетный ток в часы максимума нагрузки; J_{∂} – экономическая плотность тока.

Экономическая плотность тока воздушной линии зависит от годового количества часов использования максимума нагрузки [8].

Для алюминиевых проводов экономическая плотность тока J_e принимается равной 1,3 (при числе часов использования максимума нагрузки 1000–3000 часов в год); 1,1 (3000 – 5000 часов); 1,0 (более 5000 часов).

Экономически обоснованное сечение провода является минимальным, определяющим затраты на сооружение линии с этим сечением провода.

Сечения проводов и жил кабелей в распределительной сети 6–10 кВ, выбранные по техническим и экономическим условиям, проверяются по потерям напряжения от центра питания до удаленного потребителя.

Для воздушных линий выбирают допустимое минимальное сечение по условиям коронирования (возникновения электрического разряда между проводами высоковольтной линии). Для воздушной линии 110 кВ минимальным сечением является 70 мм². Алюминиевые провода сечением 35–120 мм² применяются в сетях 6–35 кВ.

Отклонения напряжения на выводах первичной обмотки потребительских трансформаторов и электродвигателей не должны превышать значений, установленных ГОСТ 13109 –97 [11]. Проверка проводится с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме.

Выбор проводов, кабелей и шин для сетей до 1 кВ

Выбор проводов, кабелей и шин в сетях при напряжении до 1 кВ производится на основании расчетов. Сечение проводников должно обеспечить допустимый нагрев при прохождении расчетного тока I_p и допустимую потерю напряжения при расчетном токе.

Расчет и выбор проводников силовой сети по нагреву. При расчете силовой сети по нагреву сначала выбирают марку проводника в соответствии с характеристиками среды помещения, условиями прокладки сети и ее конфигурации. Затем определяют расчетный ток нагрузки.

Для одиночных приемников

$$I_p = \frac{S_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad I_p = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi},$$

где $S_{ном}$ и $P_{ном}$ – номинальная мощность электроприемника, кВА или кВт; $U_{ном}$ – номинальное напряжение сети, в которой включен электроприемник; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности электроприемника.

Для группы электроприемников

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3} U_{ном}}, \quad I_p = \frac{P_p}{\sqrt{3} U_{ном} \cos \varphi}, \quad (7.2)$$

где S_p и P_p – расчетная мощность группы электроприемников, кВА или кВт; $\cos \varphi$ – средневзвешенный коэффициент мощности группы электроприемников.

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2},$$

Q_p – реактивная мощность группы электроприемников.

Сечение проводника выбирается по условию

$$I_{\partial} \geq I_p,$$

где I_{∂} – допустимый ток присоединения.

Для ответвлений к электродвигателям с короткозамкнутым ротором во взрывоопасных помещениях

$$I_{\partial} \geq 1,25 I_p.$$

Сечение проводников, применяемых для питания электроприемников, работающих в повторно-кратковременном режиме, выбирается по току длительного режима

$$I_{\partial л} = 1,15 I_{нкр} \sqrt{ПВ},$$

где ПВ – продолжительность включения, $I_{нкр}$ – ток повторно-кратковременного режима; 1,15 – коэффициент запаса.

Для приемников повторно-кратковременного режима ток длительного режима определяют только при $ПВ \leq 0,4$, т. е. для электроприемников с общей продолжительностью цикла до 10 мин и длительностью рабочего периода не более 4 мин, а также для сечений проводников медных более 6 мм² и алюминиевых более 10 мм². Для проводников с меньшими сечениями длительно допустимые токи по нагреву принимают как для длительного режима работы.

При выборе сечения проводников учитывают снижение токовой нагрузки, обусловленной количеством рядом проложенных проводов и кабелей в лотках. Снижение токовой нагрузки определяется коэффициентом 0,6–0,7 в зависимости от количества проложенных рядом проводов и кабелей. Учитываются поправки на токовые нагрузки, связанные с изменением температуры земли или воздуха, от нормированных температур для которых определены длительно допустимые токи проводов и кабелей. Поправочные коэффициенты приведены в таблицах ПУЭ и справочной литературе.

При выборе сечений проводников необходимо учитывать, что проводники допускают перегрузки в течение определенного времени [12], если до наступления перегрузки они были нагружены меньшим током по отношению к номинальному (табл. 7.3).

Таблица 7.3

Допустимая кратковременная перегрузка для проводов и кабелей

Коэффициент предварительной нагрузки	Вид прокладки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной в течение, ч		
		0,5	1,0	3,0
0,6	В земле	1,35	1,30	1,15
	В воздухе	1,25	1,15	1,10
	В трубах	1,20	1,10	1,00
0,8	В земле	1,20	1,15	1,10
	В воздухе	1,15	1,10	1,05
	В трубах	1,10	1,05	1,00

Расчет и выбор проводников осветительной сети. Сечения проводников осветительной сети выбирают по длительно допустимому нагреву. Расчетный ток осветительной сети I_{po} определяют по формулам:

для трехфазной сети (с нулевым проводом или без него)

$$I_{po} = \frac{P_{po}}{\sqrt{3} U_{л} \cos \varphi}; \quad (7.3)$$

для двухфазной сети с нулевым проводом

$$I_{po} = \frac{1}{2} \frac{P_{po}}{U_{\phi} \cos \varphi}; \quad (7.4)$$

для однофазной сети

$$I_{po} = \frac{P_{po}}{U_{\phi} \cos \varphi}, \quad (7.5)$$

где P_{po} – активная расчетная мощность одной, двух или трех фаз осветительной нагрузки; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности нагрузки; U_{ϕ} , $U_{л}$ – фазное или линейное значения номинального напряжения сети.

Выбранные сечения проводников проверяют по потере напряжения, а провода воздушных линий освещения и при тросовых и струнных проводках должны проверяться на механическую прочность. Необходимая механическая прочность должна не допускать чрезмерного провисания или обрыва проводов. Допустимые сечения проводников по механической прочности выбирают для медных проводов не менее 1 мм^2 , для алюминиевых проводов – не менее $2,5 \text{ мм}^2$.

При тросовой прокладке проводников стальные тросы в зависимости от нагрузки выбирают диаметром 2,0–6,5 мм, катанку – диаметром 5,5–8,0 мм.

Расчет сетей по потере напряжения. Выбранные по длительно допустимому току сечения проводников электрических сетей при напряжении до 1 кВ должны быть подвергнуты проверке на потерю напряжения. ГОСТ 13109 – 99 [12] устанавливает предельные значения отклонения напряжения от номинального значения для электроприемников в распределительной сети.

Отклонением напряжения называется алгебраическая разность между фактическим и номинальным напряжением сети.

$$\delta U = U - U_{ном}. \quad (7.6)$$

Оно характеризуется отношением к номинальному напряжению и определяется для сети в процентах.

$$\delta U = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} 100\%. \quad (7.7)$$

Допустимое отклонение напряжения в нормальных режимах составляет $\delta U_{ном} = \pm 5\%$ и предельное значение в послеаварийных режимах $\delta U_{пред} = \pm 10\%$.

Отклонение напряжения обусловлено потерями напряжения в сети, вызываемых изменением нагрузок. Наибольшее отклонение напряжения наблюдается у наиболее удаленных от источника электроприемников.

Представим линию с равномерно распределенной нагрузкой от источника питания (ТП) до удаленного электроприемника. Номинальное напряжение на вторичной обмотке трансформатора принимается на 5% выше номинального напряжения сети. Допустимое отклонение напряжения у удаленного приемника составляет –5%. Таким образом, часть приемников будет работать при напряжении выше номинального значения сети, часть – при напряжении ниже номинального.

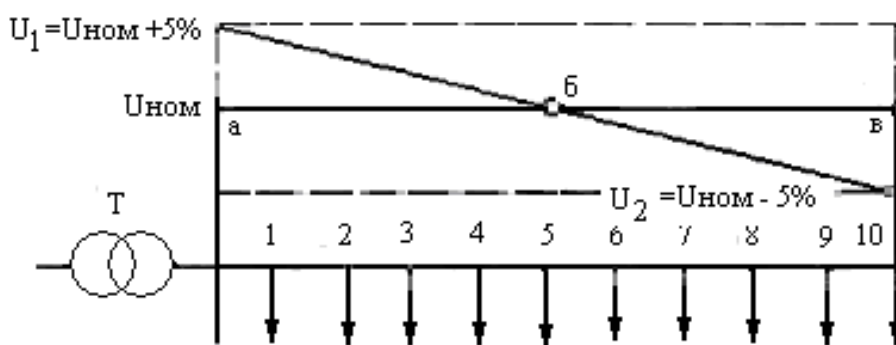


Рис. 7.19. Изменение напряжения вдоль линии.

Алгебраическая разность между напряжением источника питания U_1 и напряжением в месте подключения электроприемника U_2 называется потерей напряжения.

$$\Delta U = U_1 - U_2. \quad (7.8)$$

Потеря напряжения выражается в вольтах или в процентах к номинальному напряжению

$$\Delta U = \frac{U_1 - U_2}{U_{ном}} 100 \%. \quad (7.9)$$

Падение напряжения в линии можно разложить на две составляющие – продольную ΔU_ϕ и поперечную δU_ϕ .

Продольная составляющая

$$\Delta U_\phi = I r \cos \varphi_2 + I x \sin \varphi_2. \quad (7.10)$$

Поперечная составляющая

$$\delta U_\phi = I x \cos \varphi_2 - I r \sin \varphi_2. \quad (7.11)$$

Приближенно можно считать, что потеря напряжения

$$\Delta U_{\phi} = I r \cos \varphi_2 + I x \sin \varphi_2$$

Принимая $r = r_0 l$ и $x = x_0 l$,

где r_0, x_0 – удельные активное и индуктивное сопротивления линии; l – длина линии, будем считать

$$\Delta U_{\phi} = I l (r_0 \cos \varphi_2 + x_0 \sin \varphi_2), \quad (7.12)$$

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 100}{U_{ном}} I l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi). \quad (7.13)$$

Если при проверке на потерю напряжения, потеря напряжения в нормальном режиме составит меньше 5%, а предельная потеря напряжения меньше 10%, то выбранное сечение проводника удовлетворяет условиям выбора.

Для двухпроводной линии однофазного переменного тока

$$\Delta U \% = \frac{2 \cdot 100}{U_{ном}} I l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi). \quad (7.14)$$

При чисто активной нагрузке (лампы накаливания, нагревательные печи), когда $\cos \varphi = 1, \sin \varphi = 0$

$$\Delta U \% = \frac{2 \cdot 100}{U_{ном}} I l r_0. \quad (7.15)$$

Потеря напряжения в линии, имеющей несколько участков с разными нагрузками, определяется как сумма потерь на отдельных участках.

Если нагрузка задается не током, а мощностью, то потерю напряжения можно определить по формулам:

при трехфазном токе

$$\Delta U \% = \frac{\sqrt{3} \cdot 10^3}{U_{ном}^2} P l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100, \quad (7.16)$$

при однофазном токе

$$\Delta U \% = \frac{2 \cdot 10^3}{U_{ном}^2} P l (r_0 \cos \varphi + x_0 \sin \varphi) \cdot 100. \quad (7.17)$$

Если сечения проводников в сетях до 1 кВ не превышают определенных значений [4], указанных в табл. 7.4, то при определении потери напряжения можно не учитывать индуктивные сопротивления проводников.

Произведения $I l$ и $P l$ называют моментами нагрузок (М) по току или мощности. В зависимости от момента мощности, передаваемой по сети с сечением проводников, указанных в табл. 7.4 можно определить потери напряжения в сети [4].

Таблица 7.4

Предельные значения проводников, мм², при которых можно не учитывать индуктивные сопротивления проводников

Проводники в электрической сети	cosφ, не менее					
	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7
Кабели и провода в трубах	95	50	50	35	25	25
Провода, проложенные открыто	35	25	16	10	10	10

По табл. 7.5 можно определить также величину момента мощности, которую можно передать по сети при допустимой потере напряжения.

Таблица 7.5

Потери напряжения в сети в зависимости от моментов мощности, кВт·м

ΔU %	Сечения проводников с алюминиевыми жилами, мм ²										
	6	10	16	25	35	50	2,5	4	6	10	16
	Трехфазные линии 380/220 В						Однофазные линии 220 В				
0,2	53	88	141	220	308	440	4	6	9	15	24
0,4	106	176	282	440	616	880	7	12	18	30	47
0,6	158	264	422	660	924	1320	11	18	27	44	71
0,8	211	352	563	880	1232	1760	15	24	35	59	94
1,0	264	440	704	1100	1540	2200	18	30	44	74	118
1,2	317	528	845	1320	1848	2640	22	36	53	89	142
1,4	370	616	986	1540	2156	3080	25	41	62	104	166
1,6	422	704	1126	1760	2464	3520	30	47	71	118	189
1,8	475	792	1267	1980	2772	3960	33	53	80	133	213
2,0	528	880	1408	2200	3080	4400	37	59	89	148	237
2,2	581	963	1549	2420	3388	4840	41	65	98	163	260
2,4	634	1056	1690	2640	3696	5280	44	71	107	178	284
2,6	686	1144	1830	2830	4004	5720	48	77	115	192	308
2,8	739	1232	1971	3080	4312	6160	52	83	124	207	331
3,0	792	1320	2112	3300	4620	6600	55	89	133	221	355
3,2	845	1408	2253	3520	4928	7040	59	95	142	236	379
3,4	898	1496	2394	3740	5236	7480	63	101	151	251	403
3,6	950	1584	2534	3960	5544	7920	67	107	160	265	426
3,8	1003	1672	2675	4180	5852	8360	70	112	169	280	450
4,0	1056	1760	2816	4400	6160	8800	74	118	178	296	474

Потерю напряжения в проводниках осветительной сети определяют по формулам, рассмотренным для силовой сети. Кроме того, пользуются формулой [4].

$$\Delta U = \frac{M}{sK_c}, \quad (7.18)$$

где M – момент нагрузки по мощности; s – сечение проводников на участке сети; K_c – коэффициент, зависящий от схемы сети и материала проводника.

Значения коэффициента K_c приведены в табл. 7.6.

Таблица 7.6

Значения коэффициентов K_c

Номинальное напряжение сети, В	Система (схема) сети	Значение коэффициента для проводников	
		медных	алюминиевых
380/220; 380 380/220 220	Трехфазная с нулем или без нуля	72	44
	Двухфазная с нулем	32	19,5
	Однофазная	12	7,4

Для схем, имеющих ответвления, питаемые от рассматриваемого участка и отличающихся от него схемой, пользуются формулой, позволяющей определять минимальное сечение проводника на участке

$$s = \frac{\sum M + \sum \alpha m}{K_c \Delta U}, \quad (7.19)$$

где $\sum M$ – сумма моментов нагрузки рассматриваемого участка и следующих за ним, имеющих одну и ту же схему; $\sum \alpha m$ – сумма моментов нагрузки всех ответвлений, отличающихся схемой от рассматриваемого участка; α – коэффициент приведения моментов, зависящий от схемы участка и ответвления (см. табл. 7.7)

Таблица 7.7

Коэффициенты приведения моментов

Линия	Ответвление	Коэффициент α
Трехфазная	Двухфазное	1,15
Трехфазная с нулем	Однофазное	1,85
Двухфазная с нулем	Однофазное	1,33

8. ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

8.1. Назначение и классификация трансформаторных подстанций

Электрической подстанцией называется электроустановка, предназначенная для преобразования электроэнергии и распределения электроэнергии потребителям. Подстанция состоит из трансформаторов, распределительного устройства, устройств контроля и управления и вспомогательных сооружений.

Трансформаторная подстанция преобразует электроэнергию одного напряжения в электроэнергию другого напряжения. Основным оборудованием ТП являются трехфазные двухобмоточные трансформаторы и коммутационные аппараты.

Районная трансформаторная подстанция (РТП) получает электроэнергию от энергосистемы при напряжении 35–220 кВ и служит для ее распределения по ТП с напряжением 6–35 кВ (преимущественно 10 кВ).

Главная понизительная подстанция (ГПП) предприятия (стройки) подстанция предприятия (стройки), получающая электроэнергию от энергосистемы при напряжении 35–220 кВ и распределяющая ее по ТП предприятия при напряжении 6–20 кВ

Потребительской подстанцией называется ТП, получающая электроэнергию при напряжении 6–20 кВ и распределяющая ее при напряжении 0,4 кВ. На промышленных предприятиях потребительские подстанции часто называют цеховыми. Широко применяются комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

Распределительным устройством называется электроустановка для приема и распределения электрической энергии, содержащая шины, электрические аппараты и вспомогательные устройства. Распределительные устройства делят на *открытые* (на открытом воздухе) и *закрытые* (в помещениях).

Широко используют комплектные распределительные устройства (КРУ), которые состоят из закрытых блоков и из шкафов со встроенным в них оборудованием. Для наружной установки применяют КРУНы.

Распределительным пунктом (РП) называется распределительное устройство, предназначенное для приема электроэнергии от подстанции районной энергосистемы при напряжении 6–20 кВ и распределения ее без трансформации по потребительским подстанциям и мощным электроприемникам.

Трансформаторные подстанции и распределительные пункты играют роль источников питания в системе электроснабжения. Они являются основным звеном системы электроснабжения поселения, сельскохозяйственного предприятия.

8.2. Схемы главных подстанций предприятий

Схемой соединения элементов подстанции называется графическое изображение элементов на чертеже с указанием связей между ними. *Главной схемой электрических соединений подстанции* также называется совокупность основного оборудования со всеми выполненными физическими соединениями

элементов между собой. К схемам подстанций предъявляются следующие требования:

- схема должна обеспечивать необходимую надежность в электроснабжении потребителей;
- схема должна быть простой и удобной в эксплуатации;
- схема должна допускать развитие предприятия с учетом роста нагрузки без коренной реконструкции сети;
- схема должна обеспечивать надежную защиту всего электрооборудования в аварийных режимах и автоматическое восстановление питания;
- схема должна обеспечивать электроснабжение потребителей при аварийном выходе из строя одного из основных элементов (трансформатор, линия электропередачи), при этом оставшиеся в работе элементы должны принять на себя полностью или частично нагрузку отключившегося элемента с учетом допустимой перегрузки в послеаварийном режиме;
- схема должна иметь резервирование отдельных элементов, позволяющих проводить ремонтные и противоаварийные работы.

На выбор схем оказывает влияние категория потребителей электроэнергии по надежности и степени бесперебойности электроснабжения. Надежность подстанции, как и надежность систем электроснабжения, определяется числом независимых источников питания и схемой подстанции.

Электроприемники 1 категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, которые должны обеспечивать взаимное резервирование. Перерыв в электроснабжении от одного из источников питания допускается лишь на время автоматического восстановления питания от другого источника.

К независимым источникам питания относятся системы или секции шин одной или двух подстанций, распределительных устройств.

Электроприемники 2 категории, как правило, снабжаются электроэнергией от двух независимых источников питания, при этом допускаются перерывы в электроснабжении на время, необходимое для включения резервного питания оперативным путем (действием оператора).

Электроснабжение электроприемников 3 категории может осуществляться от одного источника питания, если восстановление электроснабжения, связанное с ремонтом или заменой поврежденного элемента потребует не более 1 суток.

ГПП по способу присоединения к питающим линиям делятся на тупиковые, ответвительные, проходные и узловые. Питание ГПП может осуществляться от одной или двух линий. Двухтрансформаторные подстанции должны получать питание от двух линий.

Тупиковой подстанцией называется ТП, подключаемая к концу питающей линии (рис. 8.1, а). *Ответвительная* (отпаечная) подстанция – ТП, подключаемая к одной или двум проходящим линиям (рис. 8.1, б) с помощью отпаяк. *Проходная* подстанция включается в рассечку одной или двух питающих линий (рис. 8.1, в). *Узловая* (распределительная) подстанция содержит не менее двух питающих линий и несколько отходящих при том же напряжении (рис. 8.1, г).

Через проходную и узловую подстанции осуществляется транзит электроэнергии к другим ТП. В сельскохозяйственных районах, в основном, применяются тупиковые, ответвительные и проходные подстанции.

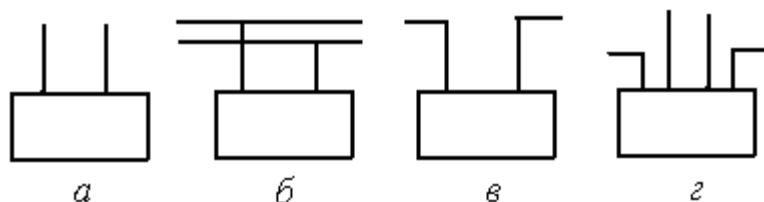


Рис. 8.1. Типы трансформаторных подстанций: *а* – тупиковая; *б* – ответвительная; *в* – проходная; *г* – узловая

Как правило, шины низшего напряжения ТП выполняются секционированными. Между секциями шин устанавливается секционный выключатель для повышения надежности. При авариях и выполнении ремонтных работ на одной из секций вторая остается в работе.

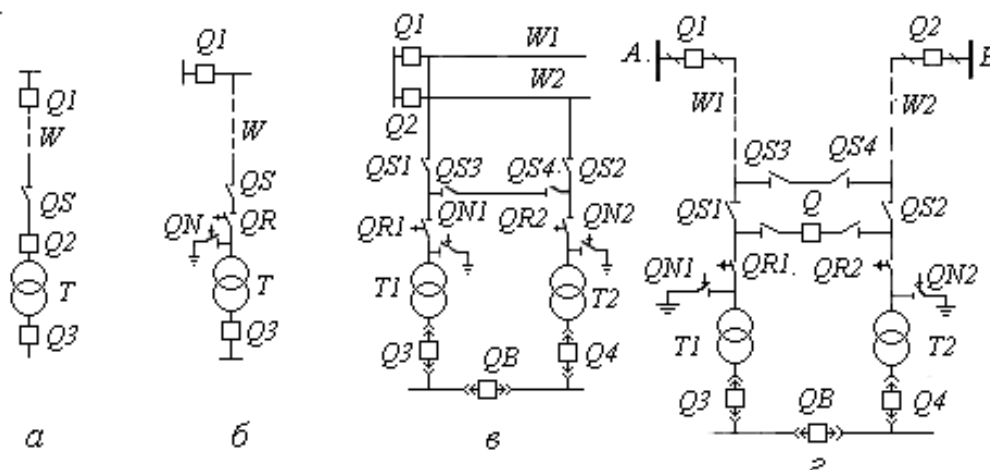


Рис. 8.2. Схемы подстанций без сборных шин на первичном напряжении 35-220 кВ: *а* – подстанция с выключателем; *б* – подстанция с короткозамыкателем и отделителем; *в* – двухтрансформаторная отпаечная подстанция; *г* – подстанция с двухсторонним питанием: *Q*, *Q1* – *Q4*, *QB* – выключатели; *QS*, *QS1* – *QS4* – разъединители; *QR1*, *QR2* – отделители; *QN1*, *QN2* – короткозамыкатели; *W*, *W1*, *W2* – линии электропередачи; *T*, *T1*, *T2* – трансформаторы

На рис. 8.2 приведены схемы ГПП. Как правило, они питаются от сетей энергосистемы по схеме блок «линия – трансформатор». Отключить трансформатор *T* от питающей линии можно выключателем *Q2* (рис. 8.2, *а*). При напряжении 35 кВ вместо выключателя *Q2* могут применяться предохранители для защиты трансформатора от коротких замыканий. Установка выключателя для большинства случаев длительное время считается экономически не выгодной. При необходимости вывода трансформатора в ремонт его можно отключить выключателем *Q1* на районной подстанции и отсоединить от питающей линии

разъединителем QS (рис. 8.2, б). Большинство трансформаторов можно отсоединить от питающей линии разъединителем после снятия с них нагрузки выключателем $Q3$ на стороне низшего напряжения без отключения выключателя Q на районной подстанции. Вместо выключателя устанавливаются короткозамыкатель QN и отделитель QR . Для отключения трансформатора в нормальном режиме достаточно отключить нагрузку выключателем $Q2$ со стороны низшего напряжения (6–20 кВ), а затем отключить ток намагничивания трансформатора отделителем QR .

Наиболее рациональной и достаточно надежной считается схема двухтрансформаторной подстанции с применением на стороне высшего напряжения короткозамыкателей и отделителей (рис. 8.2, в) вместо выключателя. При повреждении внутри трансформатора срабатывает релейная защита, которая замыкает цепь привода короткозамыкателя, который включается, создавая короткое замыкание на линии. Это короткое замыкание вызывает срабатывание релейной защиты выключателя на районной подстанции, который отключает линию вместе с трансформатором. При повреждении одной линии и отключении ее выключателем на районной подстанции, можно включить разъединители в перемычке и осуществить питание двух трансформаторов по одной линии.

На рис. 8.2, г показана схема с двухсторонним питанием с выключателем $Qв$ в перемычке и с разъединителями в ремонтной перемычке, обеспечивающих надежность электроснабжения при ревизии выключателя. Выключатель Q обеспечивает транзит мощности к другим подстанциям при необходимости. В цепях трансформаторов устанавливаются отделители. В нормальном режиме выключатель Q включен, разъединители $QS3$ или $QS4$ отключены.

При повреждении трансформатора $T1$ отключается $Q3$, включается $QN1$, отключается Q , а затем $Q1$ на опорной подстанции А. В бестоковую паузу отключается отделитель $QR1$, затем включаются $Q1$ и $Q2$. Переток мощности не нарушен, трансформатор $T1$ отключен. Потребители 6–20 кВ получают питание от трансформатора $T2$ через секционный выключатель $Qв$.

При повреждении на одной линии, например $W2$, отключится Q , затем $Q2$ на опорной подстанции Б. Если АПВ линии оказалось неуспешным, отключится $Q4$, и действием АВР будет включен выключатель $Qв$. Таким образом, электроснабжение потребителей не нарушится.

При необходимости ревизии выключателя Q включается перемычка $QS3$, $QS4$, через которую осуществляется переток мощности.

В цепи трансформатора применяются выключатели, если по климатическим условиям установка отделителей и короткозамыкателей недопустима. Выключатели применяются, если это подтверждается технико-экономическим обоснованием. В связи с более высокой надежностью выключателей в схемах ТП в перспективе подстанции 35–110/6–10 кВ будут проектироваться и сооружаться только с выключателями со стороны высшего напряжения трансформатора.

8.3. Открытые распределительные устройства на подстанциях

Распределительные устройства подстанций напряжением 35–110 кВ, как правило, выполняются открытыми (ОРУ). Они должны обеспечивать надежность работы, безопасность и удобство обслуживания оборудования при минимальных затратах на сооружение. В открытых распределительных устройствах устанавливаются трансформаторы, применяются в соответствии со схемой коммутационные, защитные и контролирующие аппараты. В ОРУ могут применяться выключатели, разъединители, трансформаторы тока и напряжения, разрядники. С целью удешевления ОРУ на большинстве подстанций предприятий выключатели заменяются короткозамыкателями и отделителями. Все аппараты ОРУ располагаются на невысоких металлических или железобетонных основаниях. Трансформаторы устанавливаются на бетонированных или асфальтированных площадках, на фундаментах. Площадки подготавливают с уклоном в сторону от закрытого распределительного устройства (ЗРУ) для отвода воды и покрывают слоем гравия или ракушечника для обеспечения фильтрации воды и предупреждения растительности. Под трансформаторами и аппаратами с трансформаторным маслом предусматриваются маслоприемники с уклоном днища в сторону маслоборника. Укладывается слой гравия толщиной не менее 25 см. Площадь гравийного покрытия должна быть не менее площади трансформатора или аппарата.

Основания под аппараты и фундаменты под опорные конструкции возвышаются над уровнем гравийной засыпки не менее 20 см. Основными строительными сооружениями являются П– или Т–образные металлические или железобетонные опорные конструкции.

Питание подстанций осуществляется по двухцепным или по двум радиальным линиям. Питающие линии подходят к порталам. Опорные конструкции для крепления токопроводов рассчитывают на одностороннее тяжение проводов от ветра и гололеда.

Ошиновка в ОРУ может быть гибкой из многопроволочных проводов или жесткой из шин различного сечения и конфигурации. Гибкие шины крепятся с помощью подвесных изоляторов, а жесткие – на опорных изоляторах.

При проектировании и сооружении подстанции все оборудование должно размещаться так, чтобы при монтаже, обслуживании и ремонте оборудования можно было использовать грузоподъемные механизмы, был обеспечен проезд автотранспорта для доставки оборудования и вывоза его, при необходимости, в ремонт. На мощных подстанциях может быть предусмотрена закрытая площадка для ревизии и ремонта трансформаторов.

В ОРУ устанавливаются устройства защиты от грозовых разрядов, молниеотводы и разрядники. Все оборудование подстанции подлежит заземлению.

Кабели контрольных цепей и управления коммутационными аппаратами прокладываются в лотках по конструктивным и опорным элементам. ОРУ должно иметь ограждение (забор).

В соответствии с требованиями ПУЭ [8] расстояния между токоведущими частями и от них до различных устройств выбираются, как указано в табл. 8.1.

Таблица 8.1

Минимальные расстояния между токоведущими частями, мм

Расстояния	при напряжении, кВ		
	35	110	220
- от жестких токоведущих частей до заземленных конструкций	400	900	1800
- между жесткими проводниками разных фаз	440	2000	2800
- от неогражденных токоведущих частей до земли или кровли зданий	3100	3600	4500

Трансформаторы и аппараты ограждают, если высота от изолятора до уровня планировки менее 2,5 м. Ограждение может быть сетчатое высотой до 2 м или в виде барьеров высотой 1,2 м. Расстояние между трансформаторами зависит от их мощности и должно быть не менее 1,25 м, а между трансформатором и огнеупорной стеной здания ЗРУ – не менее 0,8 м.

На рис. 8.3 представлена схема первичных соединений однострансформаторной комплектной трансформаторной подстанции КТП 35/10 кВ с ОРУ и закрытым распределительным устройством наружной установки (КРУН). На рис. 8.4 – ее конструкция.

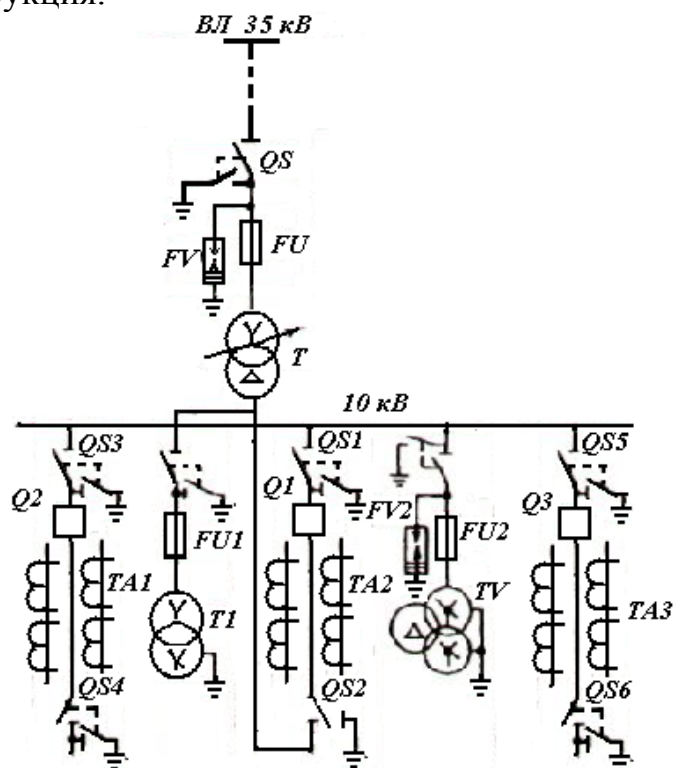


Рис. 8.3. Схема первичных соединений тупиковой однострансформаторной подстанции КТП 35/10 кВ мощностью 630 – 1000 кВА: Q1 – Q3 – выключатели; QS, QS1 – QS6 – разъединители; FU, FU1 – предохранители; FV, FV2 – разрядники; T – трансформатор; T1 – трансформатор собственных нужд; TA1 – TA3 – трансформаторы тока; TV – трансформатор напряжения

Для включения и отключения трансформатора T схема предусматривает наличие в ОРУ 35 кВ простейших коммутационных аппаратов: разъединителя с заземляющими ножами QS , для защиты от КЗ – предохранителей FU в каждой фазе, для защиты от перенапряжений – разрядника FV . В КРУН устанавливаются выключатели $Q1, Q2, Q3$ совместно с шинными и линейными разъединителями $QS1 - QS6$.

Схемой предусматривается установка трансформатора собственных нужд (ТСН) $T1$, а также измерительного трансформатора напряжения TV и трансформаторов тока $TA1 - TA3$ для измерения параметров СЭС.

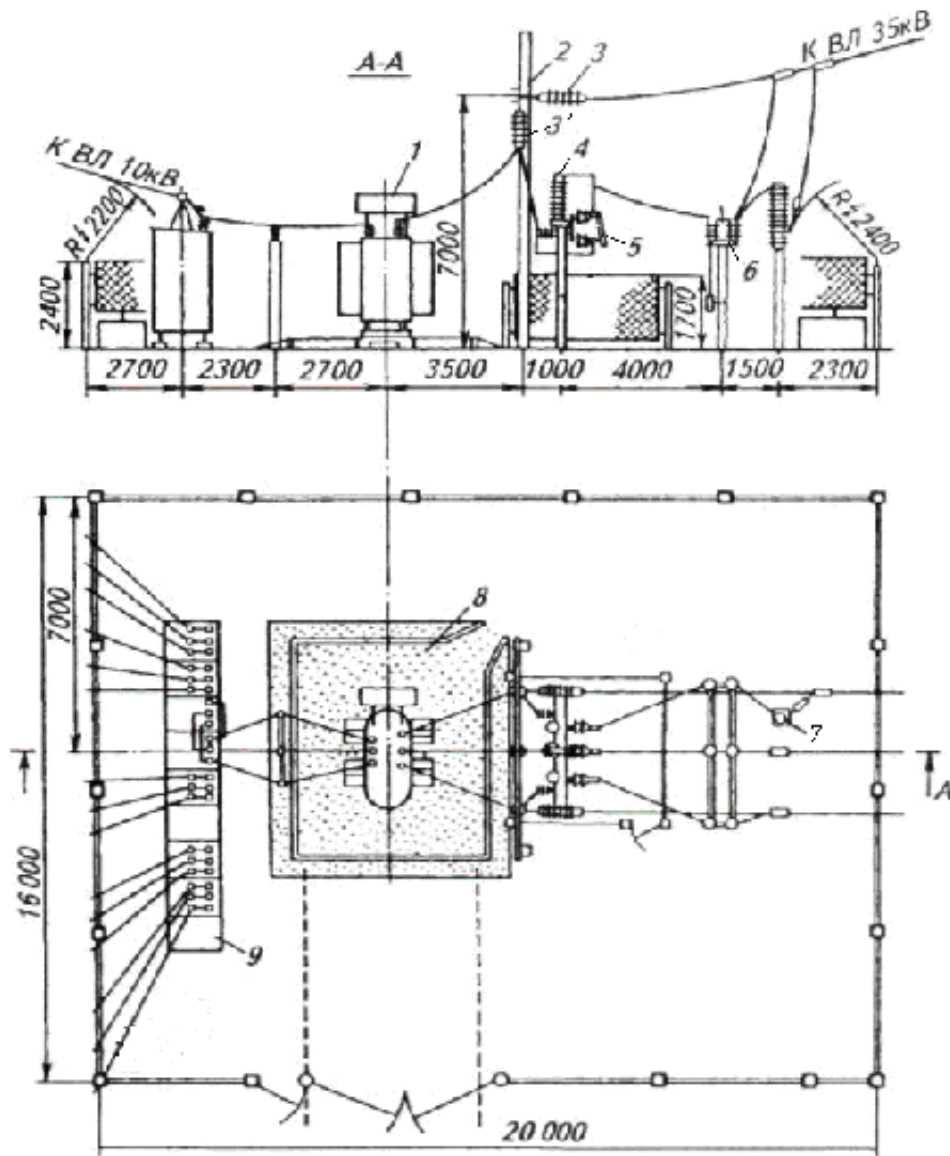


Рис. 8.4. Однотрансформаторная тупиковая подстанция КТП 35/10 кВ мощностью 630 – 1000 кВА: 1 – трансформатор; 2 – портал; 3, 3' – изоляторы; 4 – трансформатор напряжения; 5 – предохранитель; 6 – разъединитель; 7 – разрядник; 8 – фундамент; 9 – распределительное устройство

На трансформаторную подстанцию (рис. 8.4) провода воздушной линии 35 кВ подводятся и крепятся через изоляторы 3 к приемному portalу 2. Напря-

жение на трансформатор 1 от воздушной линии подается через разъединитель 6 и предохранитель 5, предусмотренный для защиты от КЗ. Для защиты от перенапряжений предусмотрен разрядник 7. Трансформатор 1 установлен на фундаменте с гравийной отсыпкой 8. Напряжение с трансформатора 1 подается в комплектное распределительное устройство 9 наружной установки КРУН, откуда электроэнергия распределяется по отходящим линиям 10 кВ.

ТСН имеет напряжение 10/0,4 кВ и мощность 25–63 кВА. ТСН в зависимости от мощности может устанавливаться в шкафу собственных нужд в ЗРУ (КРУН) или открыто на территории ОРУ. Приемниками собственных нужд подстанции являются оперативные цепи управления, релейной защиты и автоматики, система связи и телемеханики, механическое оборудование мастерской, освещение, система пожаротушения.

8.4. Закрытые распределительные устройства

Распределительные устройства на районных подстанциях сооружаются для распределения электроэнергии от ГПП по потребительским подстанциям, распределительным пунктам и отдельным электроприемникам при напряжении 6–20 кВ. Они могут быть закрытыми (ЗРУ) для внутренней установки оборудования и для наружной установки оборудования (КРУН). ЗРУ должно быть удобным и безопасным в обслуживании и при ремонтах. Токоведущие части должны быть помещены в камеры или надежно ограждены от случайного к ним прикосновения. Ограждение может быть сплошным или сетчатым. Часто применяется смешанное ограждение. На сплошной части крепятся приводы коммутационных аппаратов, а через сетчатое ограждение можно наблюдать за оборудованием. Ячейки сетки должны иметь размеры не более 25х25 мм. Ограждения или дверцы камер должны запираться на замок.

Оборудование внутри помещения ЗРУ может располагаться в один или два ряда. Ширина зоны наблюдения должна иметь размеры не менее 1 м при однорядном расположении оборудования и не менее 1,2 м при двухрядном расположении. Если в зоне наблюдения расположены приводы коммутационных аппаратов, то ширина зоны наблюдения должна быть не менее 1,5 и 2,0 м соответственно.

Распределительные устройства комплектуются из камер одностороннего обслуживания КСО или шкафов (ячеек) комплектных распределительных устройств КРУ. В состав камер КСО входят выключатели с шинными и линейными разъединителями. Ячейки КРУ комплектуются выключателями на выкатных тележках. Вместо разъединителей применяются втычные контакты, обеспечивающие видимый разрыв цепи при обслуживании и ремонте оборудования ячейки. В КРУ и КРУН входят шкафы ввода высокого напряжения 10 кВ, линейные шкафы, ТСН, измерительного трансформатора. Двухтрансформаторные подстанции имеют дополнительно секционный шкаф. Шкафы ввода и отходя-

щих линий комплектуются одинаковыми выключателями – стационарного исполнения или на выкатных тележках; маломасляные или вакуумные.

На рис. 8.4 показана линейная камера К-ХП для внутренней установки с выключателем ВМП-10 на выкатной тележке. Корпус камеры разделен на отсеки, в которых размещены верхние и нижние неподвижные втычные контакты 1, кабельная сборка 2 с концевыми заделками 3, трансформаторы тока 4 и заземляющие ножи 5, выкатная тележка с выключателем 6 и приводом. В одном отсеке смонтированы сборные шины. Имеется отсек приборов для измерения параметров, релейной защиты, управления и сигнализации.

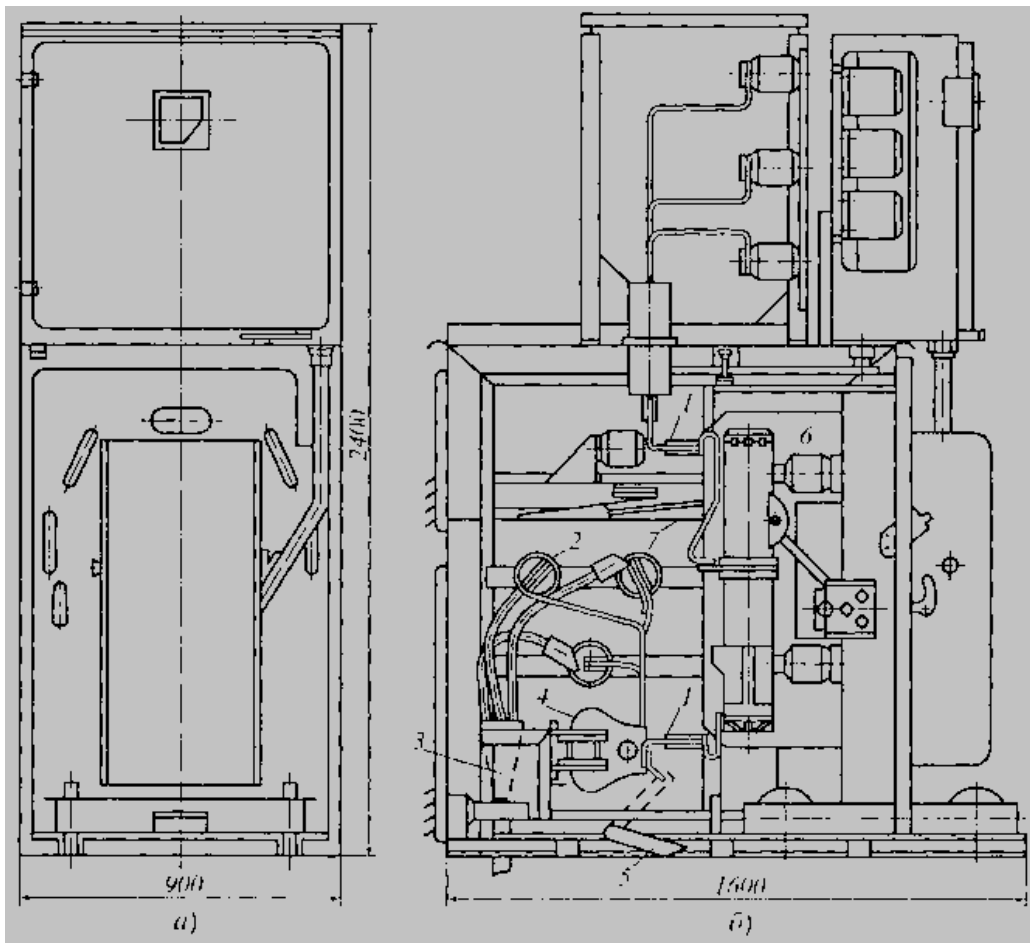


Рис. 8.4. Ячейка КРУ с выдвижным выключателем: *а* – вид спереди; *б* – разрез по оси: 1 – втычные контакты; 2 – кабельная сборка; 3 – концевая заделка; 4 – трансформатор тока; 5 – заземляющие ножи; 6 – выкатная тележка с выключателем

Выкатная тележка в условиях эксплуатации может занимать три положения:

- рабочее: тележка находится в ячейке, главные и вспомогательные цепи замкнуты;
- контрольное: тележка находится в ячейке, главная цепь разомкнута, вспомогательные цепи позволяют производить включение и отключение выключателя без нагрузки;

- ремонтное: тележка находится вне ячейки, главные и вспомогательные цепи разомкнуты.

При выкатывании выключателя из ячейки происходит автоматическое отделение выключателя от частей РУ, находящихся под напряжением, металлическими шторками. При этом исключается случайное прикосновение к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Предусмотрена также блокировка для предотвращения вкатывания и выкатывания тележки при включенном выключателе, а сама тележка заземлена с помощью скользящих контактов.

При наличии прохода с задней стороны КРУ его ширина должна быть не менее 0,8 м.

ЗРУ должны иметь два выхода наружу. Двери должны открываться наружу и иметь самозапирающиеся замки, открываемые без ключа со стороны РУ. Здание ЗРУ сооружается из огнестойких материалов или стены должны пропитываться огнестойким составом.

В ЗРУ предусматривается естественная вентиляция, а также аварийная вытяжная вентиляция. Предусматривается отопление электрическими калориферами. Освещение выполняется лампами накаливания.

Окна и двери в стене здания ЗРУ вблизи трансформатора не допускаются.

8.5. Потребительские трансформаторные подстанции

Потребительские подстанции рассчитаны на напряжение 6–20/0,4 кВ. К ним относятся цеховые подстанции промышленных предприятий истроек, агропромышленного комплекса, жилых кварталов в населенных пунктах. Подстанции выполняются без сборных шин первичного напряжения.

Потребительские трансформаторные подстанции (рис. 8.5) по их размещению делят на:

- отдельно стоящие (а);
- встроенные (б) в производственный корпус, примыкающие к стене внутри корпуса;
- пристроенные (в) к производственному корпусу, примыкающие к стене корпуса снаружи;
- внутрикорпусные (г), располагаемые внутри корпуса. Это, как правило, комплектные трансформаторные подстанции (КТП).

На строительных площадках, как правило, применяются отдельно стоящие ТП, чаще всего в виде КТП. Они должны допускать перемещение с одного места на другое в связи с ходом строительства и перемещением строительных работ на другие объекты.

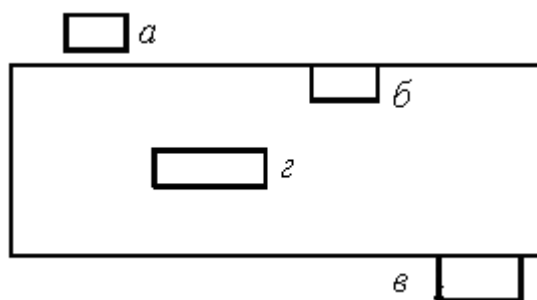


Рис. 8.5. Размещение цеховых трансформаторных подстанций: *a* – отдельно стоящая; *б* – встроенная; *в* – пристроенная; *г* – внутрикорпусная

На рис. 8.6 приведена схема потребительской ТП. Трансформатор T присоединяется к питающей линии через разъединитель QS и предохранитель FU . Возможна замена этих аппаратов на выключатель нагрузки.

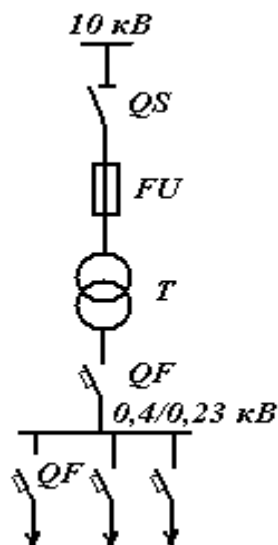


Рис. 8.6. Схема потребительской подстанции: QS – разъединитель; FU – предохранитель; T – трансформатор; QF – автоматический выключатель

На отходящих линиях от распределительного устройства низкого напряжения (РУНН) устанавливаются автоматические выключатели QF , которые могут быть заменены блоками предохранитель – выключатель (БПВ).

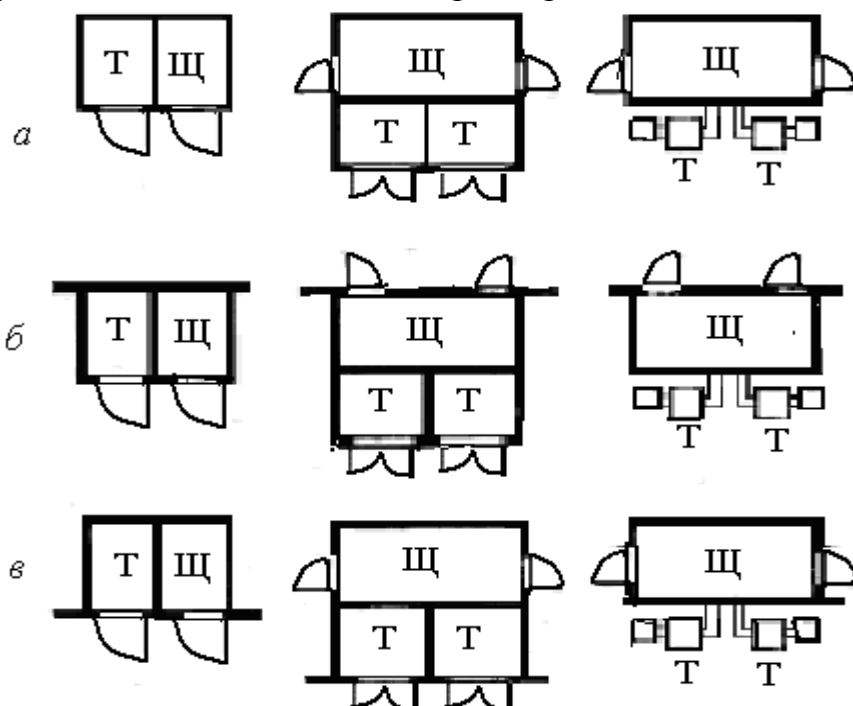


Рис. 8.7. Компоновки цеховых ТП. Т – камера трансформатора; Щ – щитовое помещение (распределительное устройство низкого напряжения).
a – отдельно стоящие;
б – пристроенные;
в – встроенные

Компоновка ТП ремонтных цехов и мастерских, растворных и бетонных заводов приведена на рис. 8.7. РУНН размещается в помещении щитовой и комплектуется распределительными щитами ЩО-70, в которых размещаются неавтоматические и автоматические выключатели. Совместно с неавтоматическими выключателями применяются предохранители. Для электроснабжения приемников первой и второй категории применяются двухтрансформаторные подстанции.

На закрытых трансформаторных подстанциях каждый силовой трансформатор с масляным охлаждением обычно устанавливают в отдельной камере (рис. 8.8). Из каждой камеры имеется выход наружу, позволяющий выкатывать трансформатор.

В отдельно стоящих, пристроенных и встроенных подстанциях в камере трансформатора с объемом масла до 600 кг в дверном проеме предусматривается порог из несгораемого материала, рассчитанный на удержание 20% масла. При объеме масла более 600 кг предусматривается бетонированный маслоприемник площадью не менее площади основания трансформатора, рассчитанный на полный объем масла, перекрытый решеткой с насыпанным на ней слоем гравия толщиной 25 см.

Между трансформатором и стенами камеры должно быть расстояние до 0,6 м, а до двери – до 1 м.

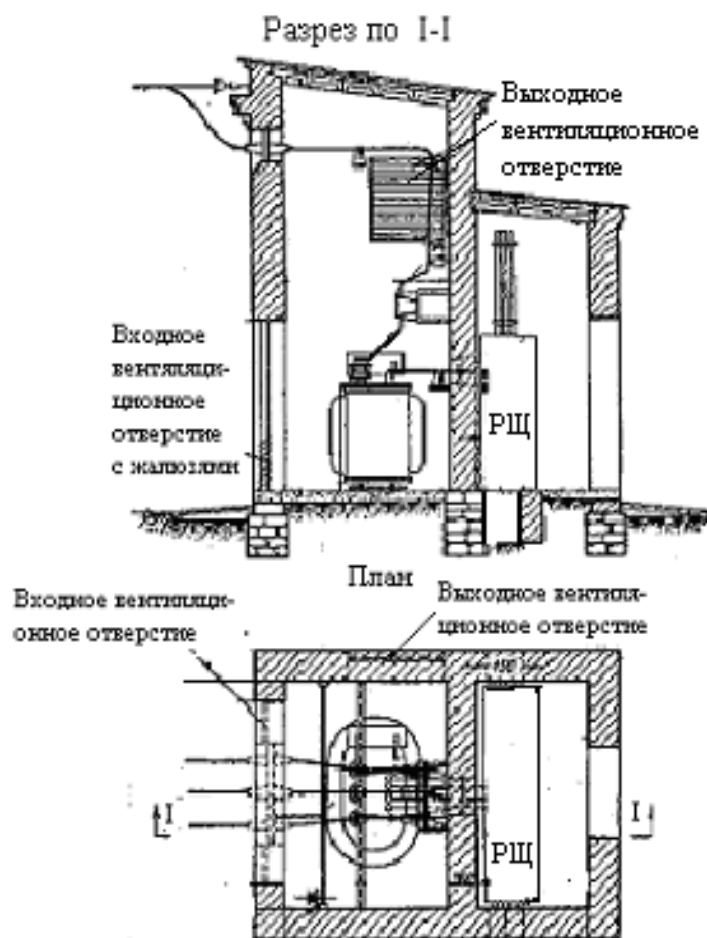


Рис. 8.8. Камера с трансформатором

Камеры силовых трансформаторов оборудуют естественной вентиляцией, выполненной так, чтобы разность температур воздуха, входящего в камеру и выходящего из нее не превышала 15°C . Воздух входит через проем, расположенный внизу двери камеры и выходит через проем в верхней части камеры. Проем закрывается жалюзийной решеткой.

Стены зданий трансформаторных подстанций выполняют из кирпича, шлакоблоков или сборного железобетона.

На рис. 8.9 показана комплектная трансформаторная подстанция для внутрицеховой установки мощностью 630–1000 кВА. Подстанции могут быть однострансформаторными и двухтрансформаторными. Электрооборудование подстанции может иметь однорядное и двухрядное расположение.

В КТП входят один или два трансформатора 2. Вводное устройство ВН 1 может комплектоваться выключателем, выключателем нагрузки или разъединителем. В состав РУНН входят вводной шкаф НН 3, шкафы отходящих линий 4. В двухтрансформаторной КТП вводных шкафов должно быть два и дополнительно секционный шкаф 5.

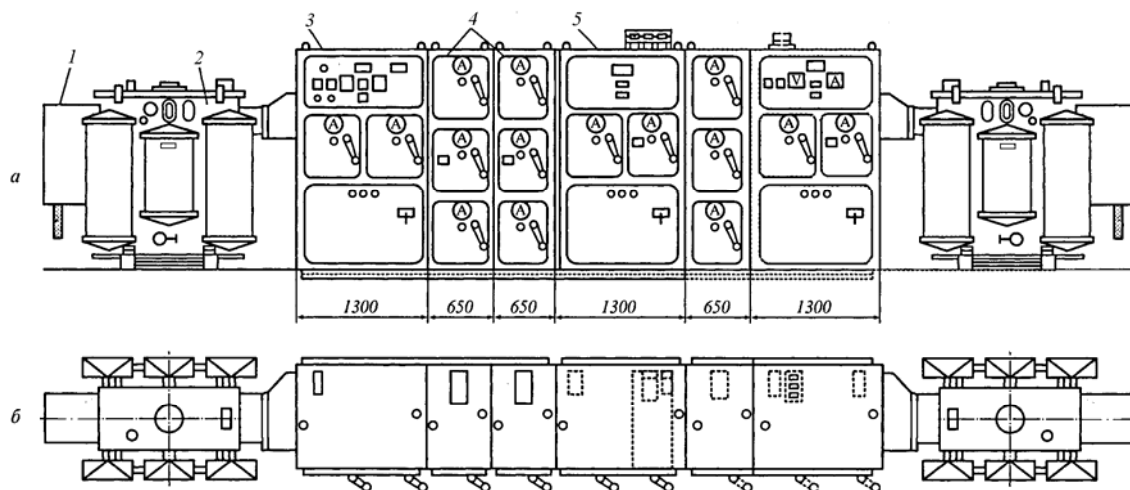


Рис. 8.9. Комплектная трансформаторная подстанция мощностью 630–1000 кВА для внутренней установки с однорядным расположением оборудования:

- а – фасад; б – план: 1 – шкаф ввода высокого напряжения; 2 – трансформатор;
3 – шкаф ввода низкого напряжения; 4 – шкаф отходящих линий;
5 – секционный шкаф

Шкафы комплектуются автоматическими выключателями серий «Электрон» и ВА50. В вводном и секционном шкафах, кроме вводного и секционного выключателя, могут устанавливаться выключатели отходящих линий.

На рис 8.10 приведен общий вид КТП мощностью 25–160 кВА.

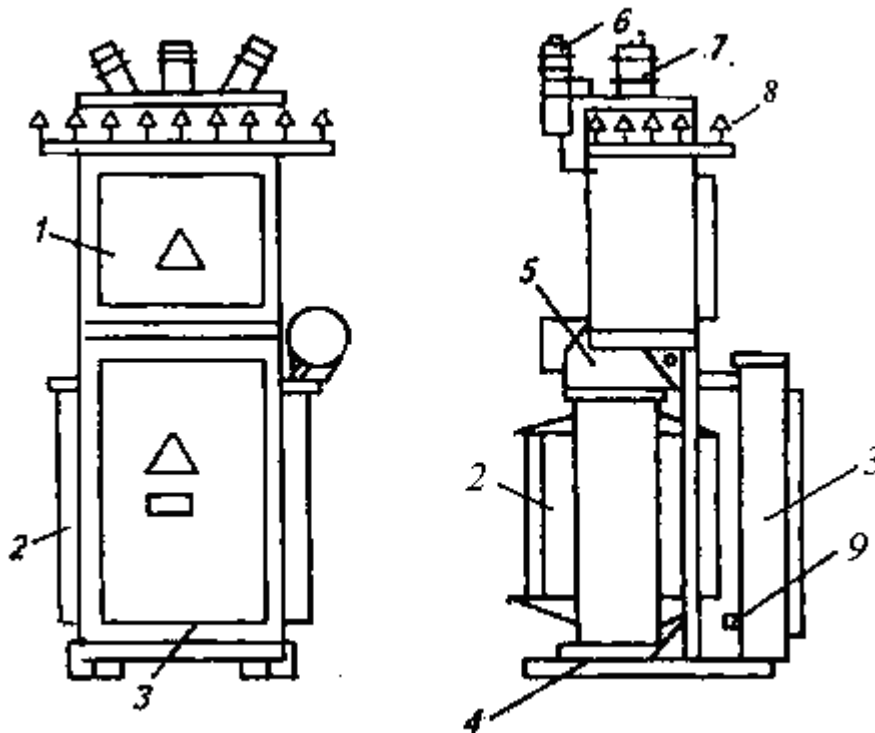


Рис. 8.10 Общий вид КТП мощностью 25–160 кВА: 1 – вводное устройство; 2 – трансформатор; 3 – распределительное устройство низкого напряжения; 4 – основание; 5 – кожух; 6 – разрядник; 7 – изоляторы ввода; 8 – изоляторы отходящих линий; 9 – узел заземления

В комплект подстанции входят вводное устройство 1 (высокого напряжения (10 кВ), трансформатор 2, РУНН 3 на напряжение 0,4/0,23 кВ, проходные изоляторы для ввода высокого напряжения 7 и для отходящих линий 8, а также вентильный разрядник 6 для защиты ТП от атмосферных перенапряжений.

КТП представляет собой сварную блочную конструкцию в виде шкафов ввода высокого напряжения, распределительного устройства низкого напряжения. Эти блоки и силовой трансформатор могут устанавливаться на общем основании 4. Кожух 5 защищает выводы трансформатора от прикосновения и попадания на них посторонних предметов. Подстанция снабжена узлом заземления 9.

Линейный разъединитель с предохранителями устанавливается на концевой опоре. Привод разъединителя, как и дверь шкафа 1 вводного устройства напряжением 10 кВ, снабжены механическими замками блокировки. Для электроснабжения мощных потребителей применяют двухтрансформаторные КТП мощностью 250–630 кВА. Для секционирования шин применяют вводной шкаф, при этом РУНН двух секций могут соединяться между собой через кабель связи.

Широко применяются КТП типа «Киоск» мощностью 250–1000 кВА.

8.6. Выбор трансформаторов подстанций строительных площадок

Основным оборудованием подстанций являются силовые трансформаторы. Они предназначены для преобразования электроэнергии одного напряжения в другое, напряжения со стороны питающих линий на напряжение распределительных сетей. Наибольшее распространение получили трехфазные двухобмоточные трансформаторы. На ГПП, обеспечивающих электроснабжение крупных строений, могут применяться трехфазные двухобмоточные трансформаторы.

Трансформаторы характеризуются номинальной мощностью, номинальным напряжением обмоток при холостом ходе, напряжением короткого замыкания, током холостого хода и потерями мощности при коротком замыкании и холостом ходе.

Шкала мощностей трансформаторов стандартная и выбирается из ряда: 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1000 кВА и 10 – кратная этим мощностям до 80000 кВА включительно. На ГПП применяются трансформаторы мощностью от 1 до 40 МВА, на потребительских подстанциях промышленных предприятий и строений – от 100 до 2500 кВА.

Обмотки трансформаторов соединяют между собой по схемам звезда Y и треугольник Δ . Соединение обмоток высшего напряжения (ВН) трансформаторов ГПП обычно соединяют в звезду, что позволяет выполнить внутреннюю изоляцию на фазную ЭДС, то есть в $\sqrt{3}$ раз меньше линейной. Обмотки низшего напряжения (НН) преимущественно соединяют в треугольник, что позволяет уменьшить ток в $\sqrt{3}$ раз и, следовательно, сечение и расход обмоточного провода. Кроме того, при соединении обмоток трансформатора в треугольник создается замкнутый контур для токов высших гармоник, кратных трем, которые при этом не выходят во внешнюю сеть, из-за чего улучшается симметрия напряжений на нагрузке.

Обмотки ВН трансформаторов потребительских ТП обычно соединяют в Δ , а НН – в Y и звезду с выведенным нулем.

В процессе работы трансформатора происходит нагрев обмоток и магнитопровода. С целью снижения нагрева трансформатора, его обмотки должны охлаждаться. На трансформаторах, используемых на ГПП, применяется естественное воздушное охлаждение, естественное масляное, масляное охлаждение с дутьем и естественной циркуляцией масла, масляное охлаждение с дутьем и принудительной циркуляцией масла через воздушные охладители, масляно-водяное охлаждение с принудительной циркуляцией масла. На потребительских ТП применяются трансформаторы с масляным охлаждением и сухие.

Трансформаторы допускают определенную перегрузку в зависимости от первоначальной загрузки, длительности перегрузки и температуры охлаждающей среды. Аварийная максимальная перегрузка в течение 0,5 часа не должна допускать двукратного значения от номинальной мощности трансформатора. Если трансформатор с масляным охлаждением имел нагрузку не более $0,9 S_{\text{ном}}$, то он может допустить перегрузку на 40% в течение 6 часов при температуре охлаждающего воздуха не более $+20^{\circ}\text{C}$.

Для обеспечения нормальной работы потребителей, на шинах подстанции должен поддерживаться определенный уровень напряжения. Этот уровень можно поддерживать изменением коэффициента трансформации $n = U_1 / U_2$ (отношение напряжения первичной и вторичной обмоток). Для этих целей обмотки трансформаторов снабжаются дополнительными ответвлениями. Переключение ответвлений можно осуществлять без возбуждения (ПБВ), то есть при отключении обмоток трансформатора от сети и под нагрузкой (РПН).

Кроме конструктивных особенностей трансформаторов для подстанции необходимо выбрать их количество и мощность.

При выборе количества трансформаторов на подстанции учитывают категорию приемников электроэнергии. Для электроснабжения приемников 1 и 2 категории применяются двухтрансформаторные подстанции. Двухтрансформаторные подстанции также целесообразно применять при неравномерном суточном и годовом графиках нагрузки предприятия, предприятия (стройки), при значительной разнице загрузки смен при двухсменной работе. Электроприемники 3 категории обеспечиваются электроэнергией от одного трансформатора.

На ГПП, как правило, применяются два трансформатора, что обеспечивает надежное электроснабжение потребителей всех категорий. Применение однотрансформаторных подстанций допустимо применять, если имеется возможность обеспечить послеаварийное питание электроприемников по линиям вторичного напряжения от соседних подстанций или других источников питания.

На двухтрансформаторных подстанциях трансформаторы обычно работают раздельно. Стремятся применять трансформаторы одного конструктивного исполнения одинаковой мощности. Это упрощает замену трансформатора в случае выхода одного из строя, сокращает номенклатуру заводского резерва.

Мощность трансформаторов определяется активной нагрузкой предприятия (района) и реактивной мощностью, передаваемой из системы в период максимального потребления электроэнергии предприятием.

$$S_{\text{т}} = \frac{S_{\text{расч}}}{\kappa_3 N} = \frac{\sqrt{P_{\text{расч}}^2 + Q_{\text{расч}}^2}}{\kappa_3 N}, \quad (8.1)$$

где $S_{\text{т}}$ – расчетная мощность трансформатора; $S_{\text{расч}}$ – расчетная мощность нагрузки предприятия; $P_{\text{расч}}$ – расчетная максимальная активная нагрузка предприятия; $Q_{\text{расч}}$ – расчетная реактивная мощность, потребляемая предприятием в период максимума нагрузки с учетом или без учета компенсации реактивной мощности; κ_3 – коэффициент загрузки трансформатора; N – количество трансформаторов на подстанции.

За расчетную нагрузку может быть принята не максимальная активная нагрузка в СЭС, а средняя нагрузка за наиболее загруженную смену.

Величину коэффициента загрузки трансформаторов можно принимать:

- при преобладании потребителей 1 категории $k_3 = 0,6 - 0,7$;
- при преобладании потребителей 2 категории $k_3 = 0,7 - 0,8$;
- для потребителей 3 категории $k_3 = 0,9 - 0,95$.

Мощность трансформаторов должна выбираться такой, чтобы при выходе из строя одного из трансформаторов, другой, резервирующий его, мог принять всю нагрузку на себя с учетом нормальных и аварийных перегрузок.

Номинальная мощность трансформатора выбирается равной или большей расчетной мощности S_m .

$$S_{m.ном} \geq S_m.$$

Однако можно выбрать номинальную мощность трансформатора и меньше расчетной, если при этом фактический коэффициент загрузки трансформатора в послеаварийном режиме не будет превышать 1,6. Чтобы не было недопустимой перегрузки трансформатора, должна быть предусмотрена автоматическая разгрузка по току до перегрузки, не превышающей 1,4 номинальной.

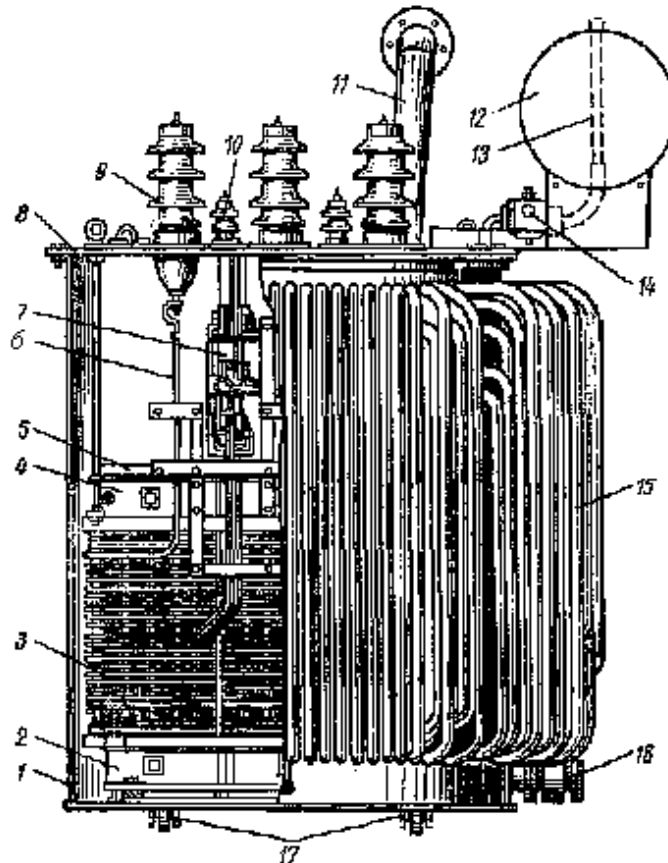


Рис. 8.11. Трехфазный трансформатор с масляным охлаждением: 1 – бак; 2, 4 – стяжные балки; 3 – обмотки низкого напряжения; 5 – магнитопровод; 6 – конец обмотки ВН; 7 – конец обмотки НН; 8 – крышка; 9 – изоляторы ВН; 10 – изоляторы НН; 11 – предохранительная труба; 12 – расширитель; 13 – маслоуказатель; 14 – газовое реле; 15 – радиатор; 16 – сливной кран; 17 – катки

Для питания приемников собственных нужд на ГПП устанавливаются трансформаторы собственных нужд. На однотрансформаторной ГПП принимается один трансформатор с мощностью $S_m \geq S_{расч}$. Мощность трансформаторов собственных нужд составляет приблизительно 1% мощности главного трансформатора и не превышает 630 кВА. На двухтрансформаторных подстанциях применяется не менее двух трансформаторов мощностью до 630 кВА.

На рис. 8.11 показан общий вид трансформатора.

В баке 1 трансформатора размещен магнитопровод 5 с обмотками высокого напряжения (ВН) и низкого напряжения (НН) 3. Обмотки выполняются из электротехнической меди или алюминия круглого или прямоугольного сечения. Концы обмоток ВН 6 выводятся через изоляторы 9, НН 7 – через изоляторы 10. Магнитопровод 5 изготавливается из листов электротехнической стали, которые стягиваются с помощью нижней 2 и верхней 4 балок. Регулирование коэффициента трансформации осуществляется с помощью переключателя 7. Бак 1 трансформатора заполнен маслом, которое служит для изоляции обмоток и их охлаждения. Само масло охлаждается за счет циркуляции его в баке и радиаторных трубах 15. Для компенсации изменения объема масла при его нагреве и охлаждении установлен расширитель 12 с маслоуказателем 13 и газовым реле 14 на трубопроводе, соединяющем расширитель с баком.

При коротком замыкании внутри бака резко повышается давление. Во избежание повреждения бака на крышке 8 устанавливается предохранительная труба 11. Наружный конец трубы закрыт мембраной, которая при высоком давлении разрушается и часть масла выбрасывается наружу. Для слива масла служит кран 16. При перемещении трансформатора используются катки 17.

На потребительских ТП трансформаторы по конструктивным особенностям выбирают в зависимости от способа установки – наружной или внутренней. Количество и мощность трансформаторов также, как и на ГПП, зависит от категории надежности электроснабжения электроприемников при напряжении до 1000 В и компенсации реактивной мощности.

Двухтрансформаторные подстанции применяются при преимущественном количестве приемников 1 и 2 категории. Целесообразным является применение двухтрансформаторных подстанций при неравномерном суточном или годовом графике нагрузок.

Однотрансформаторные подстанции применяются при наличии электроприемников 3 категории, которые допускают перерыв в электроснабжении на время замены вышедшего из строя трансформатора или при резервировании от соседних ТП по линиям вторичного напряжения (рис. 8.12).

Резервирование осуществляется по резервирующим перемычкам или линиям связи, которые связывают две подстанции и при необходимости передают электроэнергию с шин одного трансформатора на шины другого трансформатора.

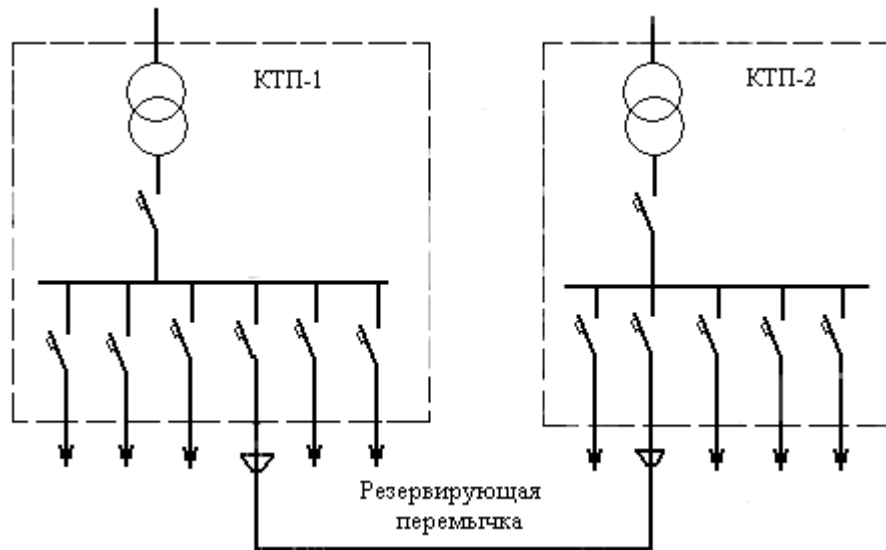


Рис. 8.12. Резервирование при электроснабжении от однострановых ТП

8.7. Выбор местоположения трансформаторных подстанций

На энергоемких предприятиях и стройках имеет большое значение правильный выбор места расположения источников питания в СЭС для построения рациональной распределительной сети. Подстанции всех мощностей и напряжений должны быть максимально приближены к центру электрических нагрузок (ЦЭН), подключаемых к ним. Это обеспечивает наилучшие технико-экономические показатели по расходу проводниковых материалов, потерям электроэнергии в распределительной сети, т.е. обеспечивает минимум приведенных затрат. Чтобы выбрать наиболее выгодный вариант размещения подстанций на территории предприятия, строят картограммы нагрузок. *Картограмма нагрузки* представляет собой размещение на плане производственного помещения электроприемников, нагрузка которых представляется кругами с площадью, соответствующей мощности приемника. На рис. 8.13 показана картограмма электрических нагрузок ремонтного цеха.

На картограмме заданы координаты (x_i, y_i) приемников, их мощность P_i . Радиус круга, характеризующего активную нагрузку, определяется по формуле

$$r_i = \sqrt{\frac{P_i}{\pi m}}, \quad (8.2)$$

где m – масштаб для определения площади круга.

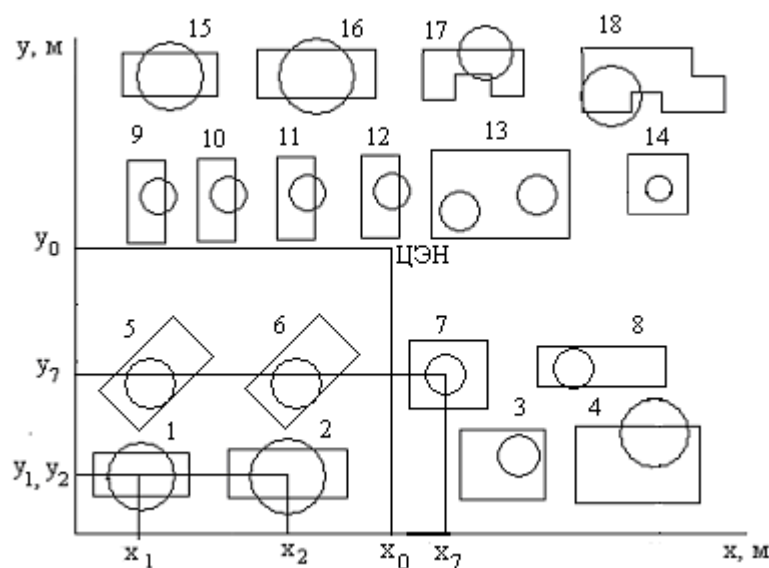


Рис. 8.13. Картограмма электрических нагрузок объекта

ЦЭН, если провести аналогию между массами и электрическими нагрузками, будет совпадать с геометрическим центром тяжести. Его координаты определяют по формулам

$$x_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i x_i}{\sum_{i=1}^n P_i},$$

$$y_0 = \frac{\sum_{i=1}^n P_i y_i}{\sum_{i=1}^n P_i},$$
(8.3)

где x_i, y_i – координаты нагрузок; P_i – номинальная или расчетная мощность нагрузки; n – количество электроприемников.

При необходимости строят картограммы реактивных нагрузок. Радиус круга, характеризующего реактивную нагрузку и координаты центра реактивных нагрузок, определяют по (8.2) и (8.3) заменяя в них P_i на Q_i .

Картограммы активных и реактивных нагрузок строят отдельно, либо совмещают на одной картограмме, показывая окружности кругов, характеризующих нагрузки, различными линиями. Каждый круг на картограмме может быть разделен на секторы, соответствующие, например, силовой и осветительным нагрузкам.

В расчетных центрах активных и реактивных нагрузок стремятся разместить потребительские (цеховые) ТП и источники реактивной мощности, например, комплектные компенсирующие устройства (ККУ).

Чаще всего ККУ размещают в помещении цеховой ТП, поэтому фактические центры активных и реактивных нагрузок цехов следует считать совпадающими. Центры активных и реактивных нагрузок не будут совпадать, если ККУ подключаются к распределительным пунктам и шинопроводам внутри цеха.

Внутрицеховые подстанции (КТП) в цехе стремятся расположить ближе к ЦЭН, между колоннами, в «мертвой зоне» обслуживания подъемных кранов, под антресолями, чтобы максимально использовать полезную площадь цеха под производственные нужды.

КТП наружной установки располагаются на площадке на высоте не менее 0,2 м от уровня планировки, а в районах с большим снежным покровом – на высоте 1–1,2 м.

8.8. Электрические измерения и учет электроэнергии в электроустановках

Для обеспечения безаварийной и экономичной работы электроустановок требуется постоянный контроль параметров систем электроснабжения и электропотребления, показателей качества электроэнергии.

Для непрерывного контроля значения тока на вводах подстанций и отходящих линиях применяются амперметры. При равномерной нагрузке устанавливается, как правило, по одному амперметру на присоединение, а при неравномерной нагрузке и при необходимости контролировать ток по фазам амперметры устанавливаются в каждой фазе. Амперметры включаются через трансформаторы тока.

Контроль показателей качества электроэнергии осуществляется с помощью вольтметров, которые устанавливаются на вводах в подстанцию и на каждой секции шин всех напряжений. На шинах с напряжением 0,4 кВ напряжение измеряется вольтметрами прямого включения, при более высоком напряжении – через трансформаторы напряжения. Для измерения фазных и линейных напряжений одним вольтметром применяются переключатели цепи вольтметра. В сетях с изолированной нейтралью вольтметры также используют для контроля изоляции.

Для расчета за потребленную (отпущенную) электроэнергию на подстанциях осуществляется учет активной и реактивной электроэнергии с помощью счетчиков активной и реактивной энергии. Счетчики включаются через трансформаторы тока и напряжения.

Контрольно-измерительные приборы устанавливаются на лицевой панели распределительных щитов или шкафов комплектных распределительных устройств.

Схема включения приборов контроля и учета на шинах 10 кВ РТП показана на рис. 8.14.

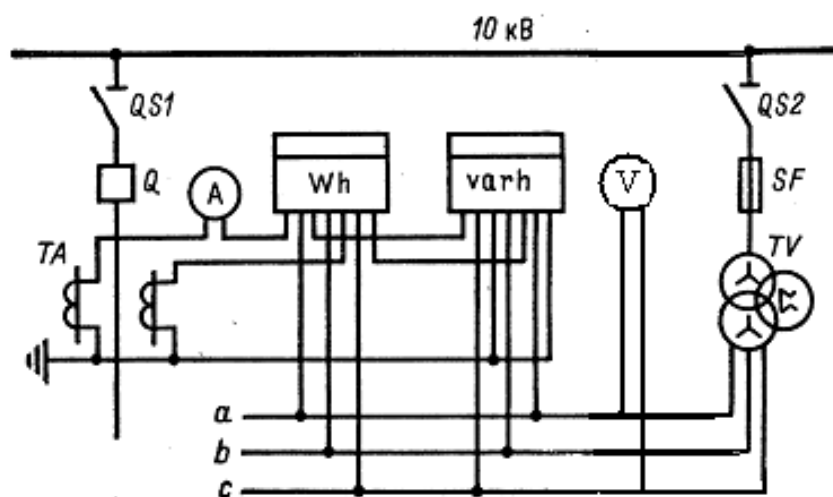


Рис. 8.14. Схема включения приборов контроля и учета

8.9. Электростанции строительных площадок

Потребители электроэнергии, отнесенные к I категории по надежности электроснабжения, должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников. При этом можно использовать как сетевое, так и местное резервирование. В последнем случае в качестве резервного источника для строительных объектов наиболее часто применяют дизельные электростанции (ДЭС). Дизельные электростанции могут использоваться также в качестве основного источника электроснабжения в районах, не получающих электроэнергию от энергосистемы, например, в районах удаленных от ЛЭП, где строительство новых ЛЭП экономически не целесообразно.

ДЭС в качестве резервных электростанций имеют важное преимущество перед сетевым резервированием, заключающееся в отсутствии воздушных электрических линий. Это действительно независимые вторые источники питания. При сетевом резервировании, особенно в условиях повышенных гололедно-ветровых нагрузок, возможны обрывы ЛЭП, что полностью не устраняет перерывы в подаче электроэнергии. В районах с тяжелыми климатическими условиями резервные электростанции эффективно применять совместно с сетевым резервированием, а в ряде случаев их можно использовать также для потребителей II категории. Резервные электростанции получили широкое распространение в сельскохозяйственных районах многих зарубежных стран.

ДЭС работают в качестве источников электроэнергии постоянно. Резервные электростанции в соответствии с их назначением работают только при перерывах в электроснабжении от основных источников питания. Продолжительность перерывов в электроснабжении при питании потребителей от сельских электрических сетей даже при неблагоприятных условиях не превышает обычно 150...200 ч в год. Поэтому, оборудование электростанции используется не рационально.

Поэтому мощность резервной электростанции можно выбирать исходя только из нагрузки I категории потребителей (на сельскохозяйственных объектах, отнесенных к I категории по надежности электроснабжения, только часть приемников электроэнергии относят к I категории, остальные – нагрузка II и III категорий потребителей). Для повышения эффективности использования станций на аварийный период неотвеченные потребители отключаются от СЭС.

В качестве резервных электростанций можно использовать передвижные электростанции. Основными устройствами стационарных и передвижных ДЭС являются дизельный двигатель и генератор трехфазного переменного тока, собранные на общей сварной раме. Дизельный двигатель и генератор обычно соединены между собой жесткой муфтой и их называют общим понятием – *дизель-генератор*. Генератор является синхронной машиной. В качестве возбудителя генератора применяется генератор постоянного тока или выпрямитель переменного тока в постоянный. Генератор постоянного тока, используемый в качестве возбудителя, соединяют с валом основного генератора текстропной (ременной) передачей или муфтой. Мощность возбудителя обычно составляет 1,5–2,5% номинальной мощности синхронного генератора. В случае применения выпрямителей в качестве возбудителя для питания обмотки возбуждения и регулирования напряжения генератора, переменный ток на выводах генератора преобразуется в постоянный.

В состав оборудования ДЭС также входят: дизельный двигатель внутреннего сгорания (ДВС), щиты управления, защиты и сигнализации; щиты распределения электроэнергии от станции к потребителю; аккумуляторная батарея с выпрямителями для ее подзаряда, которая служит для запуска дизеля и питания постоянным током схем управления, сигнализации, цепей возбуждения.

Стационарные станции предназначены для работы в закрытых помещениях с температурой окружающего воздуха от 8 до 40°C. Помещения для стационарных станций должны быть огнестойкими, иметь приточную вентиляцию и отопительную систему. Все основное и вспомогательное оборудование размещают так, чтобы обеспечить к нему доступ, а также иметь место для разборки и сборки двигателя и генератора с целью их ремонта на месте. Дизель-генератор устанавливают на бетонный горизонтальный фундамент, который для предотвращения резонансных колебаний не должен быть связан со стенами здания и фундаментами других агрегатов. На рисунке 8.16 показан общий вид стационарной ДЭС типа АСДА-100 (без щита управления).

Синхронный трехфазный генератор 1 вместе с дизельным ДВС 2 установлены на общей раме 3. Для контроля за работой ДВС и местного управления дизелем служит щиток местного управления 4.

Для нормальной эксплуатации дизель-генераторной установки (ДГУ) в помещении станции кроме естественного освещения применяют искусственное освещение. ДГУ должна быть заземлена. Шкафы и панели управления, сигнализации, защиты и распределения электроэнергии устанавливают так, чтобы обеспечить свободный доступ к аппаратуре и возможность наблюдения за кабелями.

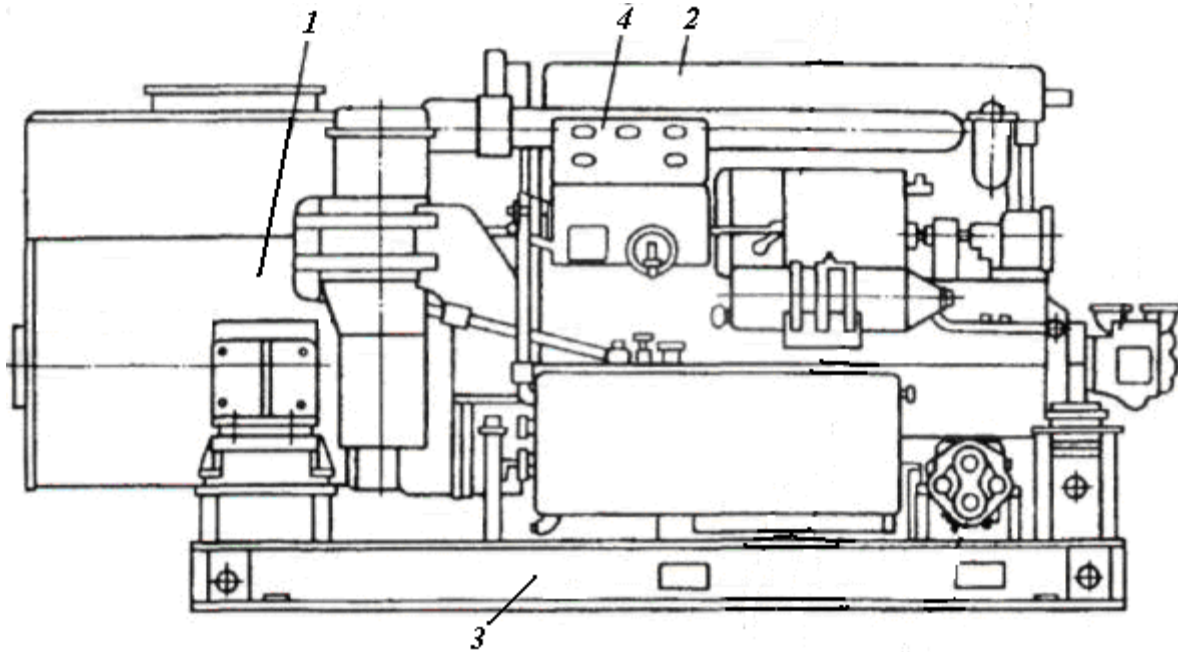


Рис. 8.16. Дизельная электростанция (общий вид): 1 – трехфазный генератор; 2 – двигатель внутреннего сгорания; 3 – рама; 4 – щиток местного управления

Передвижные станции предназначены для обеспечения электроэнергией машин и механизмов в условиях отсутствия стабильного электроснабжения, но при необходимости выполнения необходимых работ. Они могут работать на открытом воздухе при температуре от -50 до $+40$ °С, должны иметь защиту от атмосферных воздействий и обеспечивать работу в условиях вибрации и тряски. Размещают их на автомобильном прицепе, в кузове автомобиля или в закрытом вагоне. В качестве приводного двигателя могут использоваться автомобильный или тракторный двигатель через вал отбора мощности.

Передвижные электростанции могут применяться в виде агрегатов ДВС-генератор, так называемые мобильные электростанции (МЭС). МЭС могут применяться как источник электроснабжения удаленных потребителей (карьеры, строительство дорог и др.).

9. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ СТРОИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ

9.1. Понятие реактивной мощности и ее компенсации

Большинство электроприемников, включаемых в электрическую сеть, представляют собой активно-индуктивную нагрузку. Включение этой нагрузки на синусоидальное напряжение $u = U \sin \omega t$ вызывает в электрической сети по-

явление синусоидального тока $i = \sqrt{2} I \sin(\omega t - \varphi)$, сдвинутого по фазе относительно напряжения на угол φ .

Значение мгновенной мощности на зажимах электроприемника определяется выражением:

$$p = ui = 2UI \sin \omega t \cdot \sin(\omega t - \varphi) = UI \cos \varphi + UI \cos(2\omega t - \varphi). \quad (9.1)$$

Мгновенная мощность является суммой двух величин, одна из которых постоянна во времени, другая пульсирует с двойной частотой (рис.9.1).

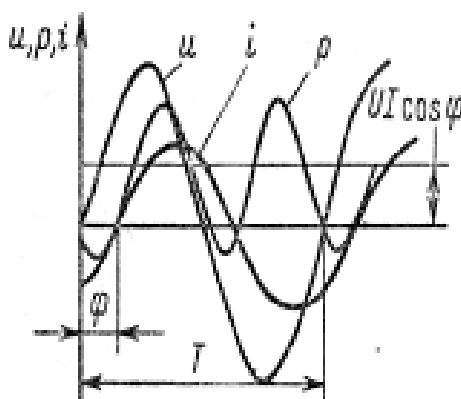


Рис. 9.1. Кривые мгновенных значений напряжения, тока и мощности

Среднее значение мгновенной мощности за период T определяется выражением

$$p = \frac{1}{T} \int_0^T [UI \cos \varphi + UI \cos(2\omega t - \varphi)] dt = UI \cos \varphi - 0. \quad (9.2)$$

Первое слагаемое является активной мощностью и характеризует энергию, выделяемую в виде тепла в приемнике с активным сопротивлением R :

$$P = UI \cos \varphi = I^2 R. \quad (9.3)$$

Среднее значение от второго слагаемого мгновенной мощности (9.1) за время T равно нулю, т.е. мощность, потребляемая индуктивной частью приемника, не может совершать полезной работы. Ее присутствие показывает, что между источником и приемником происходит обмен электроэнергией.

Полную мощность на зажимах приемника в комплексной форме можно представить выражением:

$$\underline{S} = \underline{U} \underline{I}^* = UI e^{j\varphi} = UI \cos \varphi + jUI \sin \varphi = P + jQ, \quad (9.4)$$

где $\dot{U}$ – комплексное напряжение; I^* – сопряженный комплекс тока; $P = UI \cos \varphi$ – активная мощность; $Q = UI \sin \varphi$ – реактивная мощность.

Полная мощность определяется также выражением:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (9.5)$$

Если в цепи преобладает индуктивность ($\varphi > 0$, ток отстает от напряжения) то $S = jQ$. Если в цепи преобладает емкость ($\varphi < 0$, ток опережает напряжение), то $S = -jQ$.

$$\cos \varphi = \frac{P}{S} = \frac{P}{UI}. \quad (9.6)$$

Косинус угла сдвига фаз называют коэффициентом мощности. Он показывает, какая доля полной мощности составляет активную мощность или какая доля всей энергии преобразуется в другие ее виды. Когда $\cos \varphi = 1$, активная мощность равна полной мощности.

Более удобным показателем, отражающим отношение реактивной и активной мощностей, является коэффициент реактивной мощности $\tan \varphi = Q/P$, значение которого равно числу единиц реактивной мощности на каждую единицу активной мощности.

Для трехфазной цепи полная мощность равна:

$$S = \sqrt{3} UI. \quad (9.7)$$

Единицами измерения мощностей являются: активной – кВт, реактивной – кВАр, полной – кВА.

Реактивная мощность потребляется электроприемниками, требующими для обеспечения их нормальной работы создания электромагнитных полей (электродвигатели, трансформаторы, электромагнитные устройства). Реактивную мощность также потребляют электроприемники, имеющие в качестве основных преобразователей электрической энергии элементы с нелинейными вольт–амперными характеристиками (электродуговые, выпрямительные установки). На рис. 9.2 приведена схема и векторная диаграмма токов и напряжений в цепи с активно–индуктивной нагрузкой.

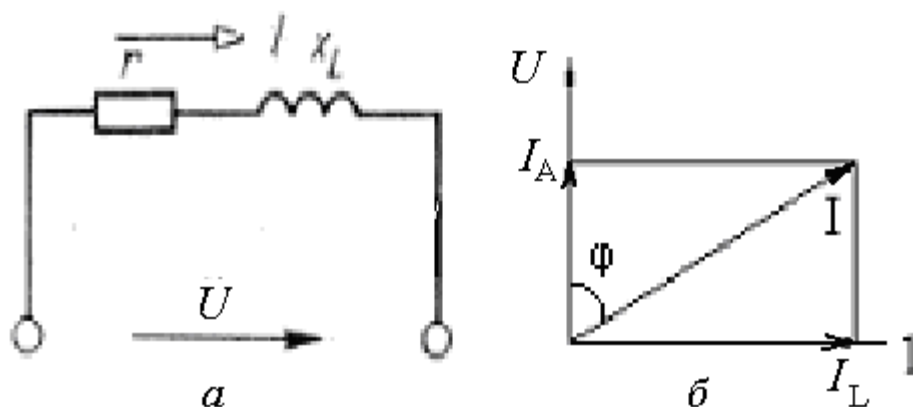


Рис.9.2. Схема (а) и векторная диаграмма токов и напряжения

Ток I (

(б) в цепи с активно-индуктивной нагрузкой

на две со-

ставляющие: активную I_A , совпадающую по фазе с напряжением U , и реактивную (индуктивную) I_L , отстающую от напряжения на 90° . Активный ток совершает полезную работу, реактивный полезной работы не совершает и вызывает дополнительную загрузку электросети.

Если в цепь с активно-индуктивной нагрузкой включить емкость C с током I_C (рис. 9.3.), то реактивный ток будет значительно снижен, т. е. будет осуществлена разгрузка сети от реактивного тока

$$I_P = I_L - I_C \quad (9.8)$$

Уменьшится и рабочий ток при компенсации I_K по сравнению с током I .

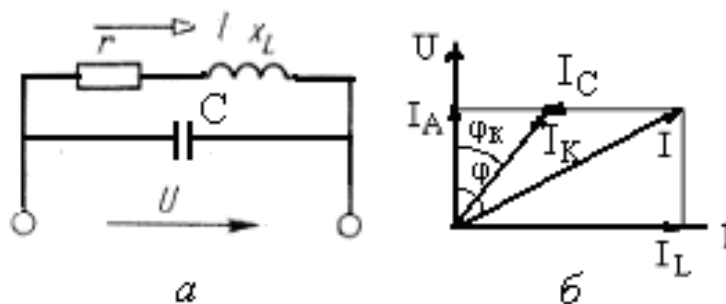


Рис. 9.3. Схема (а) и векторная диаграмма (б) компенсации реактивной мощности

Снижение реактивного тока в сети и реактивной мощности, циркулирующей между источником тока и приемником, называется *компенсацией реактивной мощности*.

При несимметричных режимах в трехфазной сети, имеющих место при работе однофазных приемников, возникают реактивные нагрузки прямой, обратной и нулевой последовательности, которые могут быть скомпенсированы мощностью своей последовательности.

9.2. Влияние реактивной нагрузки на работу электроприемников и электрических сетей

Режимы работы электроприемников создают режимы работы электрических сетей, которые характеризуются напряжениями в узлах и токами в ветвях, сопротивлениями элементов сети и потерями мощности в них [18]. Напряжения в узлах и токи в ветвях, потери мощности в элементах сети не должны превышать допустимых значений, так как создают экономически нецелесообразные режимы, требуют источников большей мощности. Потери мощности в сети вызывают потери энергии в ней, которые оплачиваются потребителем электроэнергии. Наибольшие потери мощности и энергии наблюдаются в сетях напряжением 0,4 кВ.

Режим работы электрических сетей СП зависит от характера и количественного соотношения электроприемников – электродвигателей, силовых и сварочных трансформаторов, приборов электроосвещения и др. Все эти электроприемники в той или другой степени потребляют из сети реактивную мощность, необходимую для создания электромагнитных полей, обеспечивающих их нормальную работу. Реактивная мощность, также как и активная, не является во времени величиной постоянной. Она изменяется в зависимости от количества находящихся в работе электроприемников, их загрузки. График нагрузки является характеристикой режима работы электросети. Максимум нагрузки потребителя может совпадать или не совпадать с максимумом нагрузки энергосистемы. При правильной организации эксплуатации электроустановок желательно регулирование потребления реактивной мощности, ее компенсации. Компенсация реактивной мощности в электрических сетях приводит к снижению потерь мощности и напряжения в них.

Поддержание напряжения на выводах электроприемников в заданном диапазоне, с учетом допустимых отклонений напряжений по [12], положительно влияет на статические характеристики электроприемников.

На рис. 9.4 приведены статические характеристики $P = f(U)$ и $Q = f(U)$, соответствующие смешанной нагрузке, состоящей из силовой (асинхронные двигатели) и осветительной нагрузок.

Из рис. 9.4 видно, что правее критического напряжения $U_{кр}$ каждому значению напряжения соответствует только одна величина нагрузки. Горизонтальная прямая P_H характеризует поступление от энергосистемы в узел нагрузки активной мощности. Ее пересечение с характеристикой нагрузки $P = f(U)$ определяет уровень номинального напряжения в узле нагрузки U_H . При этом напряжении в узел нагрузки должна поступать реактивная мощность Q_H . Если такого поступления реактивной мощности не будет, то напряжение U_H установиться не сможет.

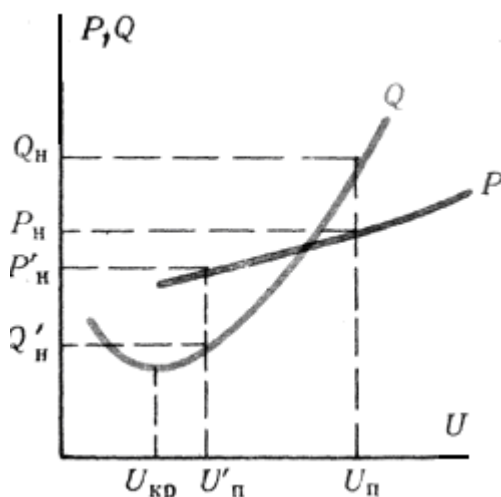


Рис. 9.4. Статические характеристики нагрузки по напряжению

Если у асинхронного электродвигателя потребление реактивной мощности в зависимости от напряжения изменяется незначительно, то потребление реактивной мощности зависит существенно [12]. Потребление реактивной мощности асинхронным электродвигателем зависит от его загрузки и выражается формулой:

$$Q_{ад} = Q_0 + Q_p = Q_0 + K_3^2 Q_n, \quad (9.9)$$

где Q_p и Q_0 – реактивная мощность, необходимая для создания основного потока и потока рассеяния; $K_3 = P/P_n$ – коэффициент загрузки асинхронного двигателя; P – потребляемая активная мощность в любой момент времени; P_n , Q_n – номинальная активная и реактивная мощность асинхронного двигателя.

Реактивную мощность Q_0 определяют из режима холостого хода

$$Q_n = \sqrt{3} U_n I_0, \quad (9.10)$$

где U_n – номинальное напряжение электродвигателя; I_0 – ток холостого хода.

Реактивную мощность Q_n определяют из условия номинальной загрузки ($K_3=1$)

$$Q_n = Q_{ад} - Q_0 = P_n \tan \varphi - Q_0. \quad (9.11)$$

Максимальная реактивная мощность, потребляемая электродвигателем из сети, с учетом потерь в двигателе определяется выражением:

$$Q_M = \frac{P_n \tan \varphi}{\eta}, \quad (9.12)$$

где η – КПД электродвигателя.

Важным показателем режима асинхронного двигателя является одна из его рабочих характеристик – изменение коэффициента мощности (рис. 9.5) от его загрузки по активной мощности.

$$\cos\varphi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + (Q_0 + K_3^2 Q_H)^2}} \quad (9.13)$$

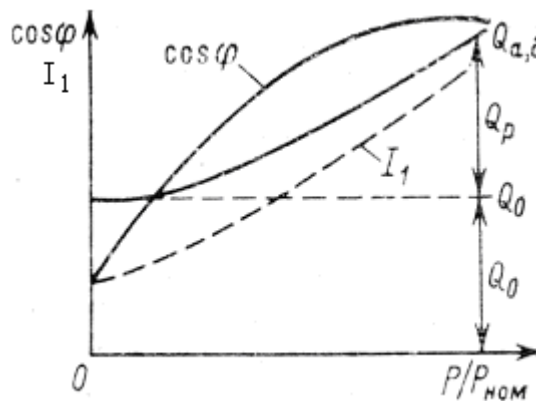


Рис. 9.5. Зависимость коэффициента мощности

Реактивная мощность асинхронного двигателя от его загрузки трансформатором, определяется как и для асинхронного двигателя.

$$Q_T = Q_0 + K_3^2 Q_H \quad (9.14)$$

Составляющие реактивной мощности определяются из режимов холостого хода и короткого замыкания.

$$Q_0 = S_{н.т.} \frac{I_0 \%}{100}, \quad (9.15)$$

$$Q_H = S_{н.т.} \frac{U_K \%}{100}, \quad (9.16)$$

где $K_3 = S/S_{н.т.}$ — коэффициент загрузки трансформатора; $S_{н.т.}$ — номинальная мощность трансформатора; I_0, U_K — ток холостого хода и напряжение короткого замыкания трансформатора.

Для уменьшения потерь реактивной мощности и энергии в трансформаторах на намагничивание рекомендуется выводить в резерв трансформаторы, загруженные менее, чем на 30%, с переводом нагрузки на другие трансформаторы. Целесообразна замена малозагруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности.

Работа электроприемников сопровождается потерей мощности и напряжения в электрических сетях. Мощность $P_2 + jQ_2$ в конце линии (рис. 9.6) отличается от мощности $P_1 + jQ_1$ в начале линии на величину потерь мощности.

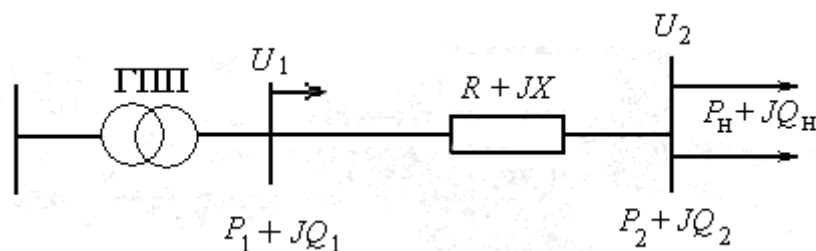


Рис. 9.6. Схема электрической линии в системе электроснабжения потребителя

Активная и реактивная составляющие этих потерь определяются по формулам:

$$\Delta P = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} R = \frac{P_2^2 R}{U_2^2} + \frac{Q_2^2 R}{U_2^2} = \Delta P_a + \Delta P_p, \quad (9.17)$$

$$\Delta Q = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} X = \frac{P_2^2 X}{U_2^2} + \frac{Q_2^2 X}{U_2^2} = \Delta Q_a + \Delta Q_p, \quad (9.18)$$

где P_2 и Q_2 – активная и реактивная мощности в конце линии; R и X – активное и реактивное сопротивления линии; ΔP_a и ΔP_p – потери активной мощности на передачу активной и реактивной нагрузки; ΔQ_a и ΔQ_p – потери реактивной мощности на передачу активной и реактивной нагрузки.

Потери напряжения в электрических сетях при передаче активной P и реактивной Q мощности [12] определяются соотношением:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_H}, \quad (9.19)$$

где R и X – активное и реактивное сопротивления сети.

При применении компенсирующих устройств потери напряжения снижаются

$$\Delta U = \frac{PR + (Q - Q_k)X}{U_H}, \quad (9.20)$$

где Q_k – мощность компенсирующих устройств.

Величина снижения напряжения составляет:

$$\delta U = \frac{Q_k X}{U_H}. \quad (9.21)$$

Эффект компенсации реактивной мощности приводит к повышению напряжения у электроприемников.

В электрических сетях потребителей характерным является режим при минимальных нагрузках. Как правило, он возникает в ночное время при работе предприятий в одну – две смены. Он может проявляться и в другое время при длительном отключении основной нагрузки (технологические простои). При этом режиме, за счет уменьшения потерь напряжения в сети, напряжение в узлах нагрузки резко увеличивается. Особенно это проявляется при наличии в электрических сетях устройств для регулирования напряжения (трансформаторы с переключением числа витков обмотки) и отсутствии устройств автоматического регулирования напряжения. Напряжение в узлах нагрузки увеличивается при отключении нагрузки и при наличии в сетях конденсаторных батарей и других устройств, предназначенных для компенсации реактивной мощности. Увеличение напряжения в узлах нагрузки отрицательно сказывается на режиме работы электроприемников, оставшихся в работе, и в некоторых случаях может вывести их из строя. Это положение говорит о необходимости автоматического управления режимом реактивной мощности.

9.3. Мероприятия, снижающие потребление реактивной мощности

Снижение потребления реактивной мощности в основном достигается за счет применения специальных средств, которые компенсируют реактивную мощность с отстающим от напряжения током (индуктивный характер нагрузки) реактивной мощностью с опережающим напряжение ток (емкостной характер нагрузки). Применение этих средств требует определенных затрат. Однако можно снизить потребление реактивной мощности благодаря внедрению некоторых мероприятий без значительных капитальных вложений. При решении вопроса о снижении потребления реактивной мощности такие мероприятия должны рассматриваться в первую очередь.

Рассмотрим вкратце некоторые из этих мероприятий [3, 5].

Правильный выбор электродвигателей для электроприводов по мощности и типу.

Мощность электродвигателя необходимо выбирать в соответствии с режимом работы производственно–технологического оборудования. Наилучшие энергетические показатели электропривода и токовой нагрузки электрической сети достигаются при загрузке электродвигателя в пределах от 75 до 100% его номинальной мощности.

Выбор электродвигателей с короткозамкнутым ротором по сравнению с двигателями с фазным ротором является предпочтительным как обладающих лучшими энергетическими характеристиками. Выбор электродвигателей с фазным ротором обуславливается условиями пуска и работы, когда требуется регулирование частоты вращения рабочей машины.

Замена недогруженных асинхронных электродвигателей двигателями меньшей мощности.

Двигатели электроприводов часто оказываются недогруженными в связи с требованиями технологического процесса. При постоянной или продолжительной систематической недогрузке асинхронных электродвигателей целесообразна их замена двигателями меньшей мощности. Коэффициент мощности асинхронного электродвигателя при любой загрузке можно определить по формуле, вытекающей из (6.13):

$$\cos \varphi = \frac{1}{\sqrt{1 + \left(\frac{Q_0 + K_z^2 Q_H}{K_z P_H} \right)^2}}. \quad (9.22)$$

Коэффициент мощности электродвигателя, как видно из формулы (6.27), уменьшается при уменьшении его загрузки. Следовательно, необходимо стремиться к повышению загрузки технологических машин и агрегатов. При замене малозагруженных электродвигателей двигателями меньшей мощности последние будут работать в режиме близком к номинальному. Замена электродвигателей экономически целесообразна при загрузке их до 45%. Если загрузка двигателей не ниже 70%, замена может оказаться не эффективной.

Ограничение холостых ходов электродвигателей и трансформаторов.

При перерывах в работе технологического оборудования без отключения его от электрической сети электродвигатели и трансформаторы потребляют из сети ток холостого хода, что приводит к излишнему потреблению реактивной мощности. С целью уменьшения потребления реактивной мощности целесообразна установка ограничителей холостого хода как на агрегатах с электродвигателями, так и с трансформаторами, в том числе и сварочными. Если нагрузка трансформаторов потребительских подстанций ниже 30%, целесообразно их отключение с переводом нагрузки на один из трансформаторов. Например, перевод осветительной нагрузки в ночные смены.

9.4. Средства и способы компенсации реактивной мощности

Конденсаторы и конденсаторные установки

Наиболее распространенными техническими средствами, применяемыми для компенсации реактивной мощности, являются статические конденсаторы. Они представляют собой электрические емкости и вызывают в электрических сетях опережающий по отношению к напряжению ток. В настоящее время наиболее широко применяются конденсаторы типов КМПС (косинусный, с пропиткой конденсаторным маслом, с пленочным диэлектриком, самовосстанавливающийся) и КСШК (косинусный, с синтетической жидкостью, для шунтирующих батарей с комбинированным диэлектриком).

В эксплуатации находятся конденсаторы других типов, ранее выпускаемые промышленностью (КМ, КС и др.). Конденсаторы для электроустановок переменного тока частотой 50 Гц выпускаются на напряжения 220, 380, 660, 1200, 6300 и 10500 В. Конденсаторы до 1000 В изготавливаются как в однофазном, так и в трехфазном (соединение секций треугольником) исполнении, а конденсаторы на напряжения выше 1000 В – только в однофазном. Однофазные конденсаторы допускают соединение их в трехфазных установках как в звезду, так и в треугольник. Группы конденсаторов включаются в конденсаторные батареи. Конденсаторные батареи в электрических сетях напряжением 35–220 кВ включаются по схеме звезды. Мощность конденсаторов до 1000 В – от 12,5 до 50 кВАр, выше 1000 В – от 25 до 100 кВАр. Конденсаторные установки имеют несколько секций общей мощностью до 1125 кВАр.

При отключении от сети конденсаторы сохраняют напряжение остаточного заряда, которое представляет опасность для обслуживающего персонала и затрудняет работу коммутационных аппаратов. По условиям безопасности в установках применяются разрядные устройства. В качестве разрядных устройств при напряжении выше 1 кВ применяются трансформаторы напряжения *ТН* (рис. 9.7, а), до 1 кВ – разрядные сопротивления *СР* (рис. 9.7, б).

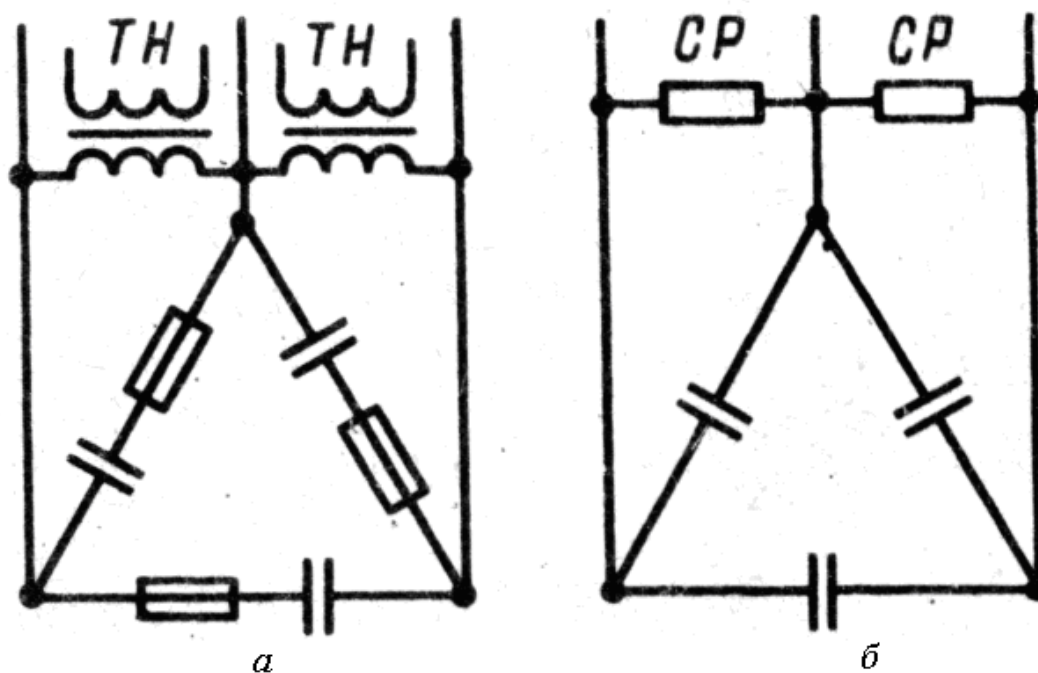


Рис. 9.7. Схемы включения конденсаторных установок: а – в электроустановках выше 1 кВ, б – в электроустановках до 1 кВ; *ТН* – трансформатор напряжения; *СР* – разрядное сопротивление

В настоящее время широко применяются комплектные конденсаторные установки (ККУ), состоящие из вводного шкафа и шкафов с конденсаторами, образующих секции. В вводном шкафу устанавливаются устройства автоматического регулирования, контроля, управления и сигнализации. Конденсаторные установки имеют исполнения для наружного и внутреннего применения. Защита конденсаторов и конденсаторных установок осуществляется с

помощью высоковольтных выключателей, автоматических выключателей или предохранителей. Трехфазные конденсаторы имеют встроенные предохранители в каждой фазе. Предохранители встраиваются и в однофазные конденсаторы.

Реактивная мощность, вырабатываемая конденсатором, определяется выражением:

$$Q = \omega C U^2 \cdot 10^9, \quad (9.23)$$

где $\omega = 2\pi f$ – угловая частота переменного тока; U – напряжение, приложенное к конденсатору; C – емкость конденсатора; f – промышленная частота переменного тока.

Конденсаторы обладают следующими преимуществами:

- простота конструкции, отсутствие вращающихся частей;
- экономичность обслуживания, незначительные потери активной мощности;
- возможность установки в любой точке сети;
- возможность комплектования компенсирующей установки любой мощности за счет различного количества конденсаторов и схем их включения;
- возможность регулирования мощности;
- выход из строя одного из конденсаторов практически не отражается на работе конденсаторной установки.

К недостаткам конденсаторов относятся:

- зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения

$$Q = \frac{U_c^2}{U_n^2} Q_n, \quad (9.24)$$

где U_c – напряжение сети; U_n – номинальное напряжение конденсатора; Q_n – номинальная реактивная мощность конденсатора;

- чувствительность к искажениям питающего напряжения и перенапряжениям;
- недостаточная прочность к перегрузкам, особенно к токам короткого замыкания.

Способы компенсации реактивной мощности с помощью конденсаторов. В зависимости от схемы включения конденсаторов в сеть компенсацию реактивной мощности разделяют на продольную и поперечную. При продольной компенсации конденсаторы включаются в сеть последовательно (рис. 9.8).

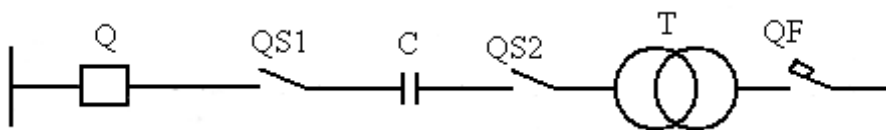


Рис. 9.8. Схема продольной емкостной компенсации: Q – выключатель; QS1, QS2 – разъединитель; C – конденсатор; T – трансформатор; QF – автоматический выключатель

Напряжение на конденсаторе $U_C = I X_C$ составляет 5-20% от номинального напряжения сети (X_C – емкостное сопротивление конденсатора). При этом реактивная мощность $Q_C = \omega C U^2$, генерируемая конденсатором, также незначительна. Поэтому установка практически не является источником реактивной мощности. Главное ее назначение – частичная компенсация индуктивного сопротивления участка электрической линии для уменьшения потери напряжения в ней.

В зависимости от соотношения между индуктивным и емкостным сопротивлениями электрической линии возможны три ее режима: индуктивный, емкостной и резонансный. На рис. 9.9 показана схема замещения линии (а) и векторные диаграммы трех режимов.

При индуктивном характере цепи, когда $X_L > X_C$, ток отстает от напряжения (рис. 9.9, б). При емкостном характере цепи ($X_L < X_C$) ток опережает напряжение (рис. 9.9, в), и при резонансном режиме ($X_L = X_C$) ток совпадает по фазе с напряжением (рис. 9.9, г).

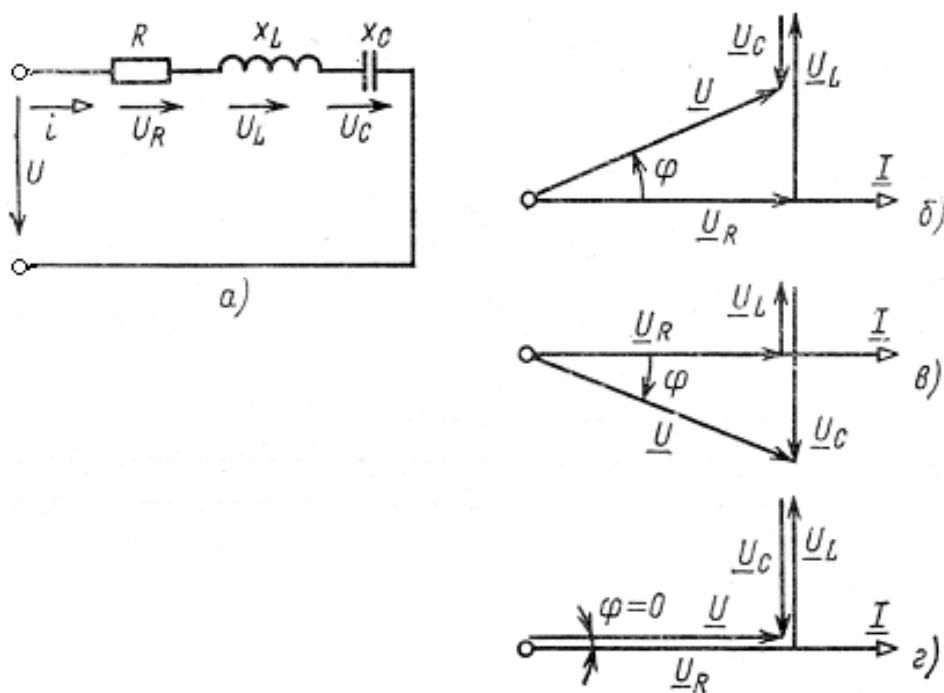


Рис. 9.9. Схема замещения линии (а) и векторные диаграммы цепи с отстающим током (б), опережающим током (в) и при резонансном режиме (г)

Конденсаторы, включаемые в сеть последовательно, могут подвергаться перенапряжениям. Через них, к тому же, проходит полный рабочий ток линии. Поэтому для продольной компенсации должны выбираться специальные конденсаторы, устойчивые к перенапряжениям и броскам тока.

При продольной компенсации происходит компенсация реактивных потерь в линии, обусловленных ее индуктивным сопротивлением:

$$\Delta Q = I^2(X_L - X_C). \quad (9.25)$$

При поперечной компенсации компенсирующие устройства включаются параллельно электроприемникам.

Способы подключения конденсаторов к сети. В зависимости от места подключения конденсаторов поперечная компенсация делится на индивидуальную, групповую и централизованную.

Индивидуальная компенсация осуществляется с помощью статических конденсаторов, подключаемых к выводам электроприемника (рис. 9.9, а). При индивидуальной компенсации от реактивного тока данного электроприемника разгружается участок электрической сети от источника до самого приемника. Это является несомненным преимуществом индивидуального способа компенсации реактивной мощности.

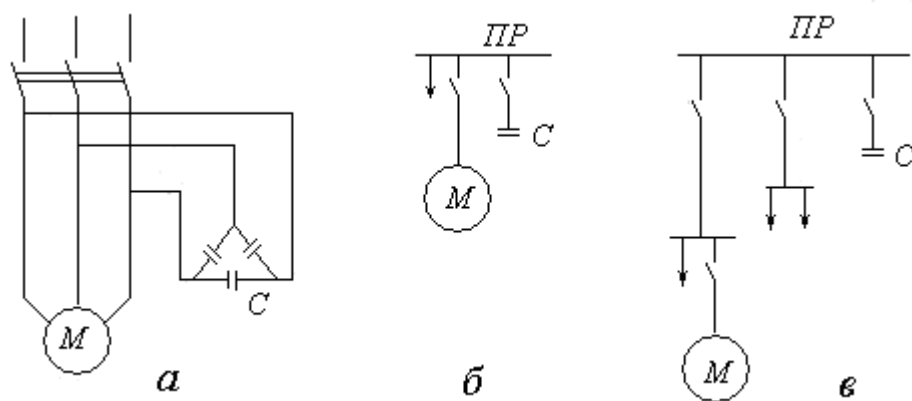


Рис. 9.9. Способы подключения компенсирующих устройств:
а – индивидуальная компенсация; б – групповая компенсация; в – централизованная компенсация

Недостаток этого способа состоит в том, что реактивная мощность конденсатора используется только во время работы электроприемника, к выводам которого он подключен.

Наиболее широко применяется групповая компенсация (рис. 9.9, б), при которой компенсирующие устройства (конденсаторные установки) присоединяются к шинам распределительных устройств, предназначенным для электропитания группы электроприемников. В этом случае от реактивного тока разгружается участок электрической сети от конденсаторной установки до электроприемника. Конденсаторы находятся в работе постоянно. Групповая компенсация, как правило, применяется в цехах с неагрессивной средой и не опасной по пожару и взрыву.

При централизованной компенсации компенсирующие устройства присоединяются к шинам РТП или потребительской подстанции (рис. 9.9, в). Компенсирующие устройства могут присоединяться к шинам напряжением до 1000 В (конденсаторные установки) или к шинам напряжением выше 1000 В (высоковольтные конденсаторные установки).

Основное назначение поперечной компенсации – компенсация реактивной мощности индуктивного характера.

Если мощность компенсирующих устройств, как источников реактивной мощности, окажется больше реактивной мощности электроприемников ($Q_k > Q_n$), то в электрической сети будет наблюдаться перекомпенсация реактивной мощности. Это приводит к дополнительной загрузке участка электрической сети от источника до места установки компенсирующего устройства реактивным током емкостного характера. Если $Q_k < Q_n$, то в сети наблюдается частичная компенсация реактивной мощности.

9.5. Выбор мощности компенсирующих устройств

Электроснабжение потребителя представляет собой единую систему, где от правильного выбора средств компенсации, размещения источников реактивной мощности в сети зависит эффективность использования энергетических ресурсов и электрооборудования. Выбор способа компенсации реактивной мощности и мощности компенсирующих устройств при проектировании систем электроснабжения производится одновременно с выбором других элементов этой системы с учетом вопросов регулирования напряжения.

Расчет мощности комплектных конденсаторных установок в сетях

Чтобы выбрать мощность компенсирующих устройств в системе электроснабжения необходимо определить активные и реактивные нагрузки в узлах системы электроснабжения. По расчетной реактивной нагрузке при напряжении до 1 кВ и выше 1 кВ определяют мощность конденсаторных установок. Принимают решение о месте установки конденсаторных установок – шины РТП или шины потребительских подстанций. При этом исходят из того, что при условии компенсации реактивной мощности рекомендованный нормативный коэффициент реактивной мощности $\text{tg}\varphi$ должен соответствовать значениям, приведенным в табл. 9.1.

Таблица 9.1

Значение нормативного коэффициента мощности в зависимости от напряжения

Напряжение на шинах узла нагрузки, кВ	0,4	6 – 20	35	110
---------------------------------------	-----	--------	----	-----

tgφ	0,15	0,20	0,35	0,4
-----	------	------	------	-----

Для компенсации реактивной мощности выбирают, как правило, комплектные конденсаторные установки или отдельные конденсаторы.

Технические характеристики конденсаторных установок приведены в табл. 9.2.

Таблица 9.2

Характеристики конденсаторных установок

№№ пп	Тип установки	Номи- нальное напря- жение, кВ	Мощ- ность, кВАр	Число сту- пеней	Габаритные разме- ры (ширина х глу- бина х высота)
1	УК2 – 0,38 – 50	0,38	50		375х430х650
2	УК – 0,38 – 75	0,38	75		700х560х1260
Окончание табл. 9.2					
3	УК3 – 0,38 – 75	0,38	75		580х430х650
4	УК2 – 0,38 – 100	0,38	100		375х430х965
5	УКБ–0,38–150	0,38	150		580х460х1200
6	УКБ –0,38 –300	0,38	300		580х460х1990
7	УКН –0,38 –75	0,38	75	3	700х560х1260
8	УКТ – 0,38 –75	0,38	75	3	700х560х1260
9	УКТ –0.38 -108	0,38	108	2	700х560х1660
10	УКБН–0,38 – 100 –50	0,38	100	2	800х440х895
11	УКБН-0,38–200 –50	0,38	200	4	800х440х1685
12	УКБТ–0,38 – 150 –50	0,38	150	3	530х520х1400
13	УКТ – 0,38 – 150 –50	0,38	150	3	700х560х1660
14	УКЛ(П)Н-0,38 –150 –50	0,38	150	3	1220х560х1660
15	УКЛ(П)Н-0,38–300–50	0,38	300	6	1920х560х1660
16	УКЛ(П)Н-0,38–216–108	0,38	216	2	1920х530х1660
17	УКЛ(П)Н-0,38–324–108	0,38	324	3	2690х530х1660
18	УКЛ(П)Н-0,38–432–108	0,38	432	4	3320х530х1660
19	УКЛ(П)Н-0,38–300–150	0,38	300	2	1920х530х1660
20	УКЛ(П)Н-0,38–450–150	0,38	450	3	2620х530х1660
21	УКЛ(П)Н-0,38–600–150	0,38	600	4	3320х530х1660
22	УКЛ(П)Н-0,38 –108 –36	0,38	150	3	1220х560х1660
23	УКЛ(П)Н-0,38 –216 –36	0,38	150	6	1920х560х1660
24	УКМ – 6,3 – 400	6,3	400		2140х860х2060
25	УК – 6,3 – 450	6,3	450		2140х880х1800
26	УК – 6,3 –900	6,3	900		3540х880х1800
27	УК – 6,3 – 1125	6,3	1125		4240х880х1800
28	УКМ – 10,5 – 400	10,5	400		2140х860х2060

29	УК – 10,5 – 450	10,5	450		2140x880x1800
30	УК – 10,5 – 900	10,5	900		3540x880x1800
31	УК – 10,5 – 1125	10,5	1125		4240x880x1800

Примечание. УК – установка конденсаторная; Б – бесшкафное исполнение; Л(П) – левое (правое) расположение вводной ячейки; Н, Т – параметр регулирования, напряжение или ток.

Особый интерес представляет компенсация реактивной мощности в бытовых сетях. Бытовые электроприемники (БЭП), находящиеся в одной жилой квартире (коттедже) с гаражом и мастерской, формируют электрическую нагрузку с различным (случайным) режимом работы. Это же относится и к офисным приемникам строительных организаций. Среди приемников бытовой нагрузки можно выделить приемники с активной мощностью, приемники двигательной группы, электросварочные и преобразовательные установки, радиоэлектронную аппаратуру, высокочастотные установки, лампы люминесцентного освещения. Влияние каждого отдельно взятого БЭП на электрическую сеть, с точки зрения ухудшения режима реактивной мощности, незначительно, но совокупность этих приемников, подключаемых к одной потребительской подстанции, создает режим с большим потреблением реактивной мощности [8]. Если на потребительских (цеховых) подстанциях промышленных предприятий принимаются меры по компенсации реактивной нагрузки, то на потребительских подстанциях коммунальных сетей этому вопросу внимание не уделяется. Необходима установка компенсирующих устройств либо на потребительской подстанции с подключением их к шинам низкого напряжения, либо в этажных распределительных щитах.

9.6. Выбор кабелей для конденсаторных установок

Компенсирующие установки подключаются к узлу нагрузки с помощью кабелей. Сечение кабелей выбирается по длительно допустимому току из условия

$$I_p < I_{\text{доп}},$$

где I_p – расчетный ток нагрузки; $I_{\text{доп}}$ – длительно допустимый ток на проводник.

Расчетный ток для конденсатора определяется по формуле

$$I = \frac{Q}{\sqrt{3} U \sin \varphi}, \quad (9.26)$$

где Q – мощность конденсатора (установки); U – номинальное напряжение сети; φ – угол сдвига фаз между током и напряжением. Для конденсатора $\varphi = 90^\circ$ ($\sin \varphi = 1$).

Для включения и отключения конденсаторных установок применяют выключатели (в РУ – 10 кВ) или быстродействующие автоматические выключатели (в РУНН – 0,4 кВ).

10. АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДОК

В системах электроснабжения и электропотребления часто возникают аварийные режимы, приводящие к перерыву в электроснабжении. Аварийный режим может быть вызван обрывом проводов воздушной линии или жил кабеля питающей линии, что приводит к резкому изменению или исчезновению напряжения у электроприемника.

Обрыв проводника питающей линии может привести к замыканию его с другим проводником или с землей. Самым опасным является режим короткого замыкания (КЗ) в сети, при котором возникают токи, превышающие токи рабочего режима в десятки раз. Это может привести к длительному выходу из строя электрооборудования.

В условиях эксплуатации стремятся как можно быстрее отключить от сети участок с коротким замыканием. Для этого необходимы коммутационные и защитные аппараты с достаточной коммутационной способностью и быстродействием.

10.1. Переходный и установившийся режим при коротком замыкании

Коротким замыканием (КЗ) называется соединение между двумя точками сети с разными потенциалами, не предусмотренное нормальными условиями работы установки. Это может быть соединение каких-либо точек разных фаз, фазного и нейтрального (нулевого) провода, соединение проводов с землей или ее эквивалентом. При этом сопротивление цепи до точки КЗ резко уменьшается, а ток резко возрастает.

Основными видами коротких замыканий являются:

- трехфазное КЗ, при котором все три фазы замыкаются между собой в одной точке (рис. 10.1, а). Точка трехфазного КЗ обозначается $K_1^{(3)}$ – трехфазное замыкание (3) в точке 1;
- двухфазное КЗ, когда между собой замыкаются две фазы (рис. 10.1, б);
- двухфазное КЗ на землю (рис. 10.1, в);
- однофазное КЗ на землю (рис. 10.1, г).

Трехфазное КЗ является симметричным, так как все три фазы находятся в одинаковых условиях. Другие виды КЗ являются несимметричными, при которых фазы находятся в различных условиях. Токи и напряжения фаз являются искаженными.

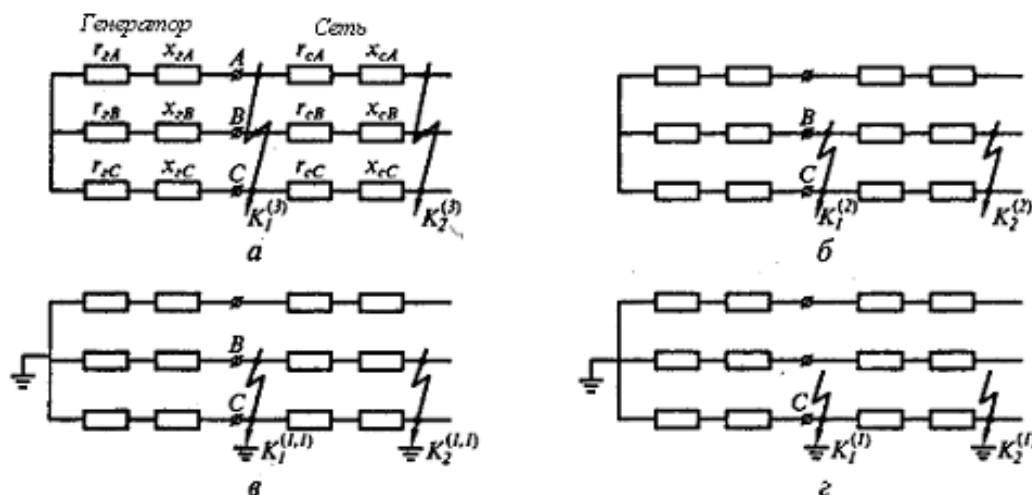
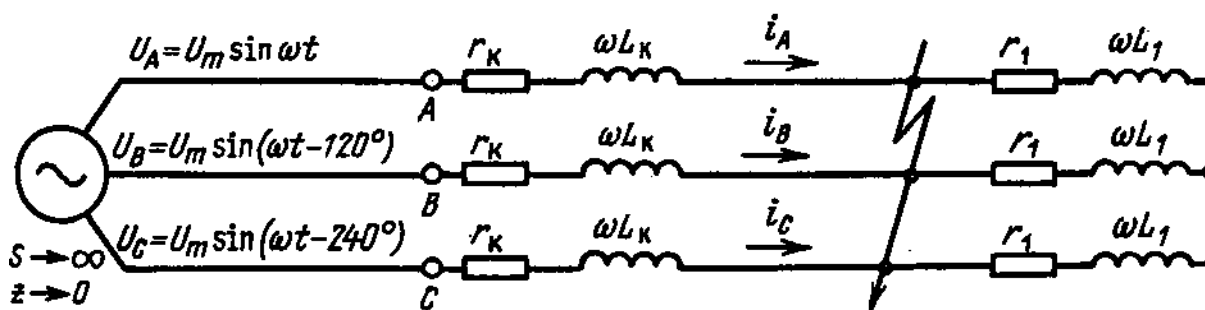


Рис. 10.1. Виды коротких замыканий: а – трехфазное; б – двухфазное; в – двухфазное на землю; г – однофазное на землю. K_1, K_2 – номер точки короткого замыкания; (3), (2), (1) – трехфазное, двухфазное, однофазное короткое замыкание

При коротком замыкании сопротивление до точки КЗ уменьшается, токи в системе резко увеличиваются. Напряжения в узлах изменяются. При длительном протекании тока КЗ (более 0,01 с) проявляются термическое и электродинамическое воздействие тока на все элементы СЭС, что может вывести оборудование из строя.

Рассмотрим симметричную трехфазную цепь с активно-индуктивным сопротивлением (рис. 10.2), в которой произошло трехфазное КЗ. Цепь питается от источника, у которого в нормальном режиме и при КЗ сохраняется симметричная система напряжений. Для сетей СП таким источником можно считать трансформатор ГПП.

В большинстве случаев причиной КЗ является износ (старение) изоляции. КЗ могут быть вызваны механическим повреждением кабельных линий, схлестыванием проводов ВЛ, ошибками обслуживающего персонала.



Короткое замыкание делит цепь на две части: левую, содержащую источник питания и сопротивления цепи КЗ r_K и $x_K = \omega L_K$, и правую часть с сопротивлениями r_1 и $x_1 = \omega L_1$ в каждой фазе. Процессы в обеих частях схемы при КЗ протекают независимо. Правая часть зашунтирована коротким замыканием и

ток в ней поддерживается, пока энергия магнитного поля, запасенная в индуктивности L не выделится в виде теплоты в активном сопротивлении r_l . Этот ток от величины тока рабочего режима спадает до нуля и для цепи опасности не представляет.

В левой части также наблюдается переходный процесс, который описывается уравнением

$$u = ir_k + L_k \frac{di}{dt}, \quad (10.1)$$

где u и i – мгновенные значения напряжения и тока в цепи.

Решение этого уравнения определяет мгновенное значение тока в любой момент времени от начала КЗ:

$$i_{k.t} = \frac{U_m}{Z_k} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) + i_{a.0} e^{-\frac{t}{T_a}}, \quad (10.2)$$

где U_m – амплитудное значение фазного напряжения; Z_k – полное сопротивление цепи КЗ; α – фазовый угол напряжения источника в момент $t = 0$; φ_k – угол сдвига тока относительно напряжения фазы; T_a – постоянная времени цепи КЗ.

$$T_a = \frac{L_k}{r_k} = \frac{x_k}{\omega r_k}. \quad (10.3)$$

Полный ток короткого замыкания представляет собой сумму двух составляющих: вынужденной, имеющей периодический характер и свободной, имеющей аperiodический характер.

$$i_{п.t} = \frac{U_m}{Z_k} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k) = I_{п.m} \sin(\omega t + \alpha - \varphi_k), \quad (10.4)$$

$$i_{a.t} = i_{a.0} e^{-\frac{t}{T_a}}. \quad (10.5)$$

Максимальное мгновенное значение полного тока обычно наступает через 0,01 с после начала процесса КЗ. Этот ток называют ударным током i_y (рис. 10.3).

$$i_y = I_{п.0} + I_{п.0} e^{-\frac{t}{T_a}} = I_{п.0} (1 + e^{-\frac{t}{T_a}}), \quad (10.6)$$

$$i_y = k_y I_{п.0}, \quad (10.7)$$

$$k_y = (1 + e^{-\frac{t}{T_a}}), \quad (10.8)$$

где k_y – ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени цепи КЗ.

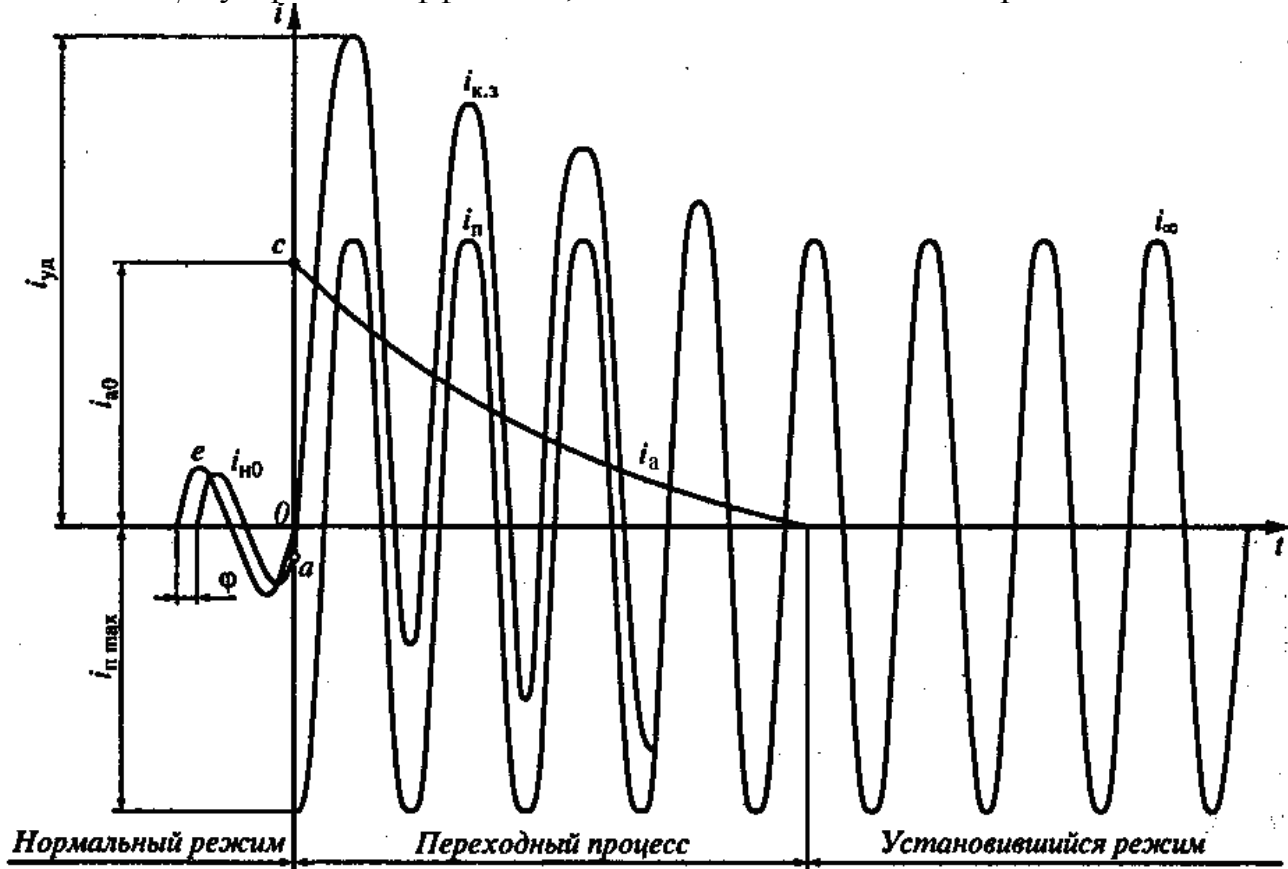


Рис. 10.3. Изменение тока короткого замыкания

С целью выбора оборудования, устойчивого к токам КЗ, необходимо определить (рассчитать) токи короткого замыкания.

10.2. Расчет токов короткого замыкания при напряжении выше 1 кВ

При расчете токов КЗ в электроустановках СП принимаются следующие допущения:

- электродвижущие силы источников питания считают неизменными;
- трехфазную систему считают симметричной;
- не учитывают насыщение магнитных систем, что позволяет считать все цепи линейными;
- пренебрегают емкостными проводимостями всех элементов короткозамкнутой цепи;
- не учитывают влияние нелинейной нагрузки на токи КЗ;

- не учитывают подпитку места КЗ со стороны электродвигателей напряжением до 1 кВ;

- если активное сопротивление цепи КЗ меньше одной трети индуктивного сопротивления ($r < x/3$), то им можно пренебрегать.

Эти допущения приводят к некоторому завышению расчетных токов КЗ. Однако погрешность при практических расчетах не превышает 10%, что считается допустимым.

Расчет токов при трехфазном КЗ выполняют в следующем порядке:

- для рассматриваемой системы электроснабжения составляется расчетная схема;

- по расчетной схеме составляется схема замещения;

- схема замещения путем преобразования приводится к наиболее простому виду так, чтобы источник питания был связан с точкой КЗ одним результирующим сопротивлением;

- по закону Ома определяют ток короткого замыкания, начальное значение периодической и аperiodической составляющих тока КЗ и значение ударного тока КЗ.

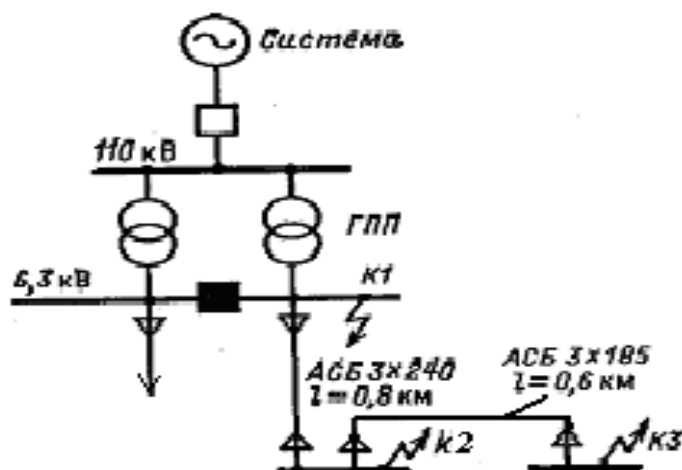


Рис. 10.4. Расчетная схема для определения токов КЗ при электроснабжении потребителей подстанций

В расчетную схему вводятся генераторы и синхронные компенсаторы, синхронные и асинхронные электродвигатели напряжением выше 1 кВ, имеющие небольшую электрическую удаленность расчетной точки КЗ, а также трансформаторы, реакторы, токопроводы, воздушные и кабельные линии, связывающие место КЗ с источниками питания. Исходным состоянием расчетной схемы является нормальный режим работы электроустановки. Возможные ремонтные режимы и режимы оперативных или аварийных переключений в расчетах токов КЗ не учитываются. На рис. 10.4 приведена расчетная схема для электроснабжения ТП строительных площадок от ГПП.

На расчетной схеме показывают мощности трансформаторов, марки проводов и кабелей, их длину, что необходимо для определения их сопротивлений.

На схеме замещения (рис. 10.5) указываются сопротивления всех элементов расчетной схемы. Намечаются точки расчета токов КЗ. Генераторы, трансформаторы мощностью больше 1600 кВА, реакторы на схемах замещения представляются индуктивными сопротивлениями. Воздушные и кабельные ли-

нии, трансформаторы мощностью до 1600 кВА представляются активными и индуктивными сопротивлениями.

Все сопротивления выражают в именованных единицах (Ом) или в относительных единицах. При расчете задаются базисными величинами: напряжением U_6 и мощностью S_6 . За базисное напряжение на любой ступени напряжения, где определяется ток КЗ, принимают среднее номинальное напряжение (220, 115, 37, 21, 10,5; 6,3 кВ).

За базисную мощность принимают полную мощность одного из источников питания (системы, электростанции или питающего трансформатора) или величины 100 или 1000 МВА.

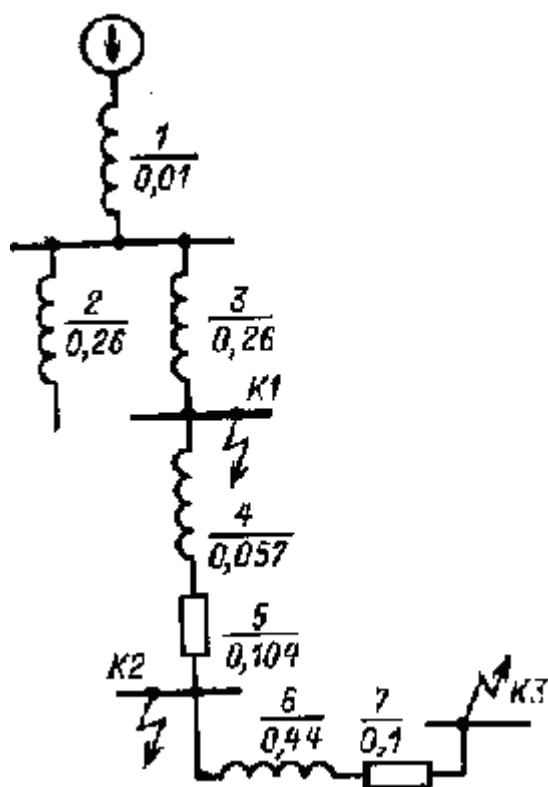


Рис. 10.5. Схема замещения для расчета токов короткого замыкания

Другими словами при расчете токов КЗ принимают сопротивления элементов цепи КЗ в Ом, напряжение – в кВ, мощность в МВА. Значение тока получают в кА.

Базисный ток определяется по формуле

$$I_6 = \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6}. \quad (10.9)$$

При расчете тока КЗ определяется начальное действующее значение периодической составляющей

$$I_{n.0} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} x_{рез}}. \quad (10.10)$$

Если в расчете учитываются активные сопротивления

$$I_{n.0} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} z_{рез}}, \quad (10.11)$$

где $z_{рез} = \sqrt{x_{рез}^2 + r_{рез}^2}$ – полное результирующее сопротивление.

Если сопротивления употребляются в относительных единицах

$$I_{n.0} = \frac{I_{\delta}}{x_{*рез}} \quad \text{или} \quad I_{n.0} = \frac{I_{\delta}}{z_{*рез}}, \quad (10.12)$$

где $x_{*рез}$, $z_{*рез}$ – сопротивления индуктивное и полное в относительных единицах.

Если напряжение на шинах источника при КЗ остается неизменным, что имеет место в системах электроснабжения производственных предприятий (заводы железобетонных конструкций, кирпичные и др.), то ток КЗ считается равным начальному действующему значению периодической составляющей и остается неизменным

$$I_{n.0} = I_n = I_{\kappa}^{(3)}. \quad (10.13)$$

Ударный ток короткого замыкания

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_{\kappa}^{(3)}. \quad (10.14)$$

Мощность короткого замыкания

$$S_{\kappa} = \sqrt{3} U I_{\kappa}^{(3)}. \quad (10.15)$$

При расчете токов КЗ важным является определение сопротивлений элементов системы электроснабжения. Для определения эквивалентного сопротивления до точки короткого замыкания приходится производить преобразования схемы с целью ее упрощения. Преобразование выполняется в направлении от источника к точке короткого замыкания.

При последовательном соединении двух и более сопротивлений

$$x_{\text{экв}} = x_1 + x_2 + \dots + x_n; \quad (10.16)$$

при параллельном соединении двух сопротивлений

$$x_{\text{экв}} = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2}; \quad (10.17)$$

при параллельном соединении трех и более (например, четырех) сопротивлений

$$x_{\text{экв}} = \frac{x_1 x_2 x_3 x_4}{x_2 x_3 x_4 + x_1 x_3 x_4 + x_1 x_2 x_4 + x_1 x_2 x_3} \quad (10.18)$$

$$\text{или } x_{\text{экв}} = \frac{1}{y_{\text{экв}}} = \frac{1}{y_1 + y_2 + \dots + y_n} = \frac{1}{\frac{1}{x_1} + \frac{1}{x_2} + \dots + \frac{1}{x_n}}, \quad (10.19)$$

где y – проводимость ветвей.

Если все сопротивления равны, то $x_{\text{экв}} = x/n$.

Преобразование треугольника в звезду (рис. 10.6):

$$x_4 = \frac{x_1 x_3}{x_1 + x_2 + x_3}; \quad x_5 = \frac{x_1 x_2}{x_1 + x_2 + x_3}; \quad x_6 = \frac{x_2 x_3}{x_1 + x_2 + x_3}. \quad (10.20)$$

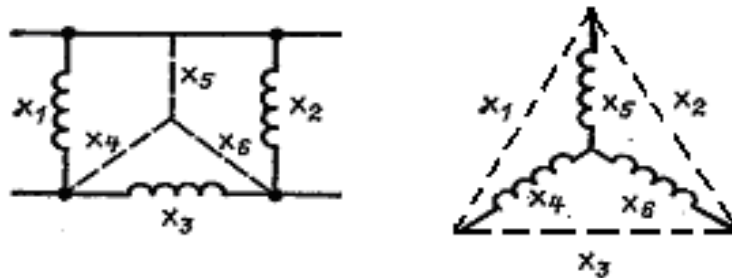


Рис. 10.6. Схема преобразований треугольника в звезду и звезды в треугольник

Преобразование звезды в треугольник

$$\begin{aligned} x_1 &= x_4 + x_5 + \frac{x_4 x_5}{x_6}; \\ x_2 &= x_5 + x_6 + \frac{x_5 x_6}{x_4}; \\ x_3 &= x_4 + x_6 + \frac{x_4 x_6}{x_5}. \end{aligned} \quad (10.21)$$

Сопротивления воздушных и кабельных линий в именованных единицах определяют по формулам

$$x = x_0 l, r = r_0 l, \quad (10.22)$$

где x_0 и r_0 — удельные индуктивное и активное сопротивления проводников; l — длина линии.

Сопротивления воздушных и кабельных линий в относительных единицах

$$x_* = x_0 l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}, r_* = r_0 l \frac{S_{\bar{\sigma}}}{U_{cp}^2}. \quad (10.23)$$

Сопротивления двухобмоточного трансформатора

$$x = \frac{u_{\kappa} \%}{100} \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{ном}}, x_* = \frac{u_{\kappa} \%}{100} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}}. \quad (10.24)$$

Сопротивления трансформаторов с учетом активных сопротивлений (трансформаторы мощностью до 1600 кВА)

$$r = \frac{P_{\kappa} U_{\bar{\sigma}}^2 10^{-3}}{S_{ном}^2}, r_* = \frac{P_{\kappa} S_{\bar{\sigma}} 10^{-3}}{S_{ном}^2}, \quad (10.25)$$

$$x = \sqrt{u_{*\kappa}^2 - \left(\frac{P_{\kappa}}{S_{ном}} \right)^2} \frac{U_{\bar{\sigma}}^2}{S_{ном}}, x_* = \sqrt{u_{*\kappa}^2 - \left(\frac{P_{\kappa}}{S_{ном}} \right)^2} \frac{S_{\bar{\sigma}}}{S_{ном}}. \quad (10.26)$$

Расчет сопротивлений других элементов производится по справочникам.

На схемах замещения сопротивления элементов системы электроснабжения указываются в именованных единицах (рис. 10.5).

При определении ударного тока учитывается ударный коэффициент, зависящий от постоянной времени контура короткого замыкания или от коэффициента реактивной мощности контура короткого замыкания $tg\varphi_{\kappa} = x_{\kappa}/r_{\kappa}$. Ударный коэффициент можно определить по кривой (рис. 10.7).

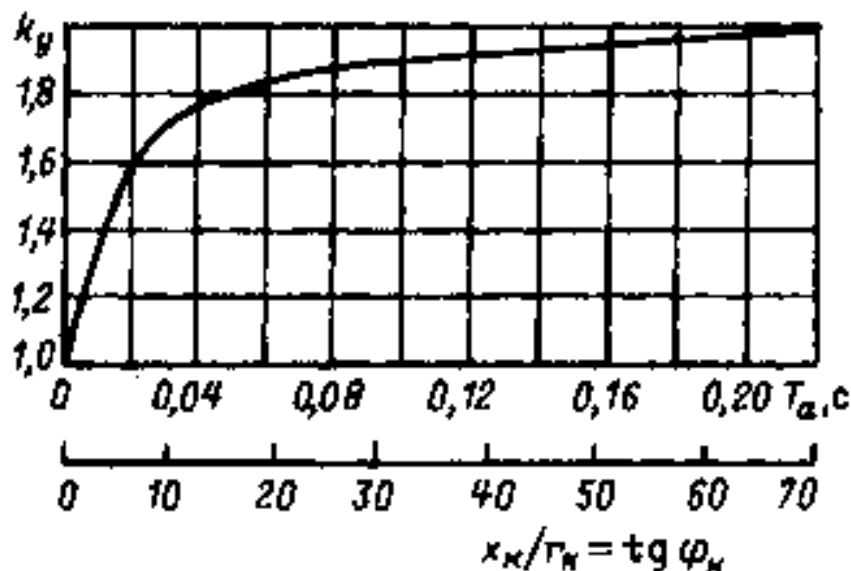


Рис. 10.7. Зависимость ударного коэффициента k_y от постоянной времени T_a и от отношения x_k/r_k

Для упрощенных расчетов можно принимать [25]:

- в сетях 110 – 220 кВ $k_y = 1,8$;
- за трансформатором РТП $k_y = 1,7$;
- в сети 6 – 10 кВ при длине линии до 300 м $k_y = 1,4$.

По расчетным значениям тока трехфазного КЗ и ударного тока производится проверка коммутационных аппаратов в местах расчетных точек КЗ на коммутационную способность и на стойкость к токам КЗ.

Для проверки чувствительности релейной защиты определяется минимальное значение тока короткого замыкания. Таким током является ток двухфазного КЗ. Его значение принимают равным $0,866 I_K^{(3)}$ или

$$I_K^{(2)} = \frac{\sqrt{3}}{2} I_K^{(3)}. \quad (10.27)$$

10.3. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1000 В

Расчет токов КЗ в установках до 1 кВ проводится аналогично расчету токов КЗ в установках выше 1 кВ. При расчете составляют расчетную схему и схему замещения. Расчет токов КЗ выполняют в именованных величинах. Считается, что мощность питающей системы не ограничена и напряжение на стороне высшего напряжения трансформатора потребительской подстанции остается неизменным. Особенности при расчете является то, что сопротивления принимаются в мОм, напряжение – в В, мощность – в кВА. Значение тока получают в кА.

При расчете учитываются все сопротивления короткозамкнутой цепи как индуктивные, так и активные. Кроме того, учитываются активные сопротивле-

ния всех переходных контактов в этой цепи (контактные соединения шин, замыкаемые контакты коммутационных аппаратов, сопротивления катушек трансформаторов тока, электрическая дуга в месте короткого замыкания). При отсутствии достоверных данных об электрических контактах и их сопротивлениях, при расчете токов КЗ вводят дополнительное суммарное сопротивление величиной 15 мОм.

Для определения токов КЗ на расчетной схеме (рис. 10.8) назначают точки КЗ (К1 – К5). Как правило, это шины РУНН, ПР, ШР, выводы электроприемников.

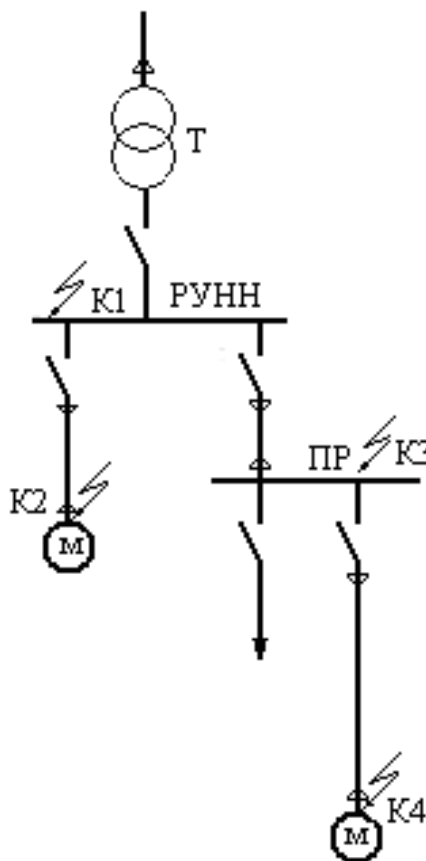


Рис. 10.8. Расчетная схема для определения токов КЗ в сети напряжением до 1000 В

Сопротивления трансформаторов подсчитывают по формулам:

$$r = \frac{P_k U_6^2 10^{-3}}{S_{\text{ном}}^2}; \quad (10.28)$$

$$x = \sqrt{u_{*k}^2 - \left(\frac{P_k}{S_{\text{ном}}} \right)^2} \frac{U_6^2}{S_{\text{ном}}}, \quad (10.29)$$

где P_k – потери короткого замыкания; u_{*k} – напряжение короткого замыкания трансформатора; U_6 – базисное напряжение; $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора.

Сопротивления воздушных и кабельных линий определяются как и при напряжении выше 1 кВ.

Ток короткого замыкания

$$I_k^{(3)} = \frac{U_{cp}}{\sqrt{3} \sqrt{x_{рез}^2 + r_{рез}^2}} \quad (10.30)$$

где U_{cp} – среднее напряжение на шинах трансформатора 400 В; $x_{рез}$, $r_{рез}$ – индуктивное и активное результирующее сопротивление до точки КЗ.

При расчете токов КЗ в нескольких последовательно расположенных точках целесообразно добавлять сопротивления от одной точки до другой, что снижает вероятность ошибок при вычислениях по сравнению с результатами вычисления сопротивлений всех элементов от источника до удаленной точки [13].

Ударный ток КЗ определяется по известной формуле

$$i_y = \sqrt{2} k_y I_k^{(3)}, \quad (10.31)$$

где k_y – ударный коэффициент, зависящий от отношения x/r или от $\text{tg} \varphi$ контура короткого замыкания. В электроустановках до 1000 В существует зависимость между ударным коэффициентом k_y и коэффициентом мощности $\cos \varphi$ контура КЗ [16], представленная на рис. 10.9.

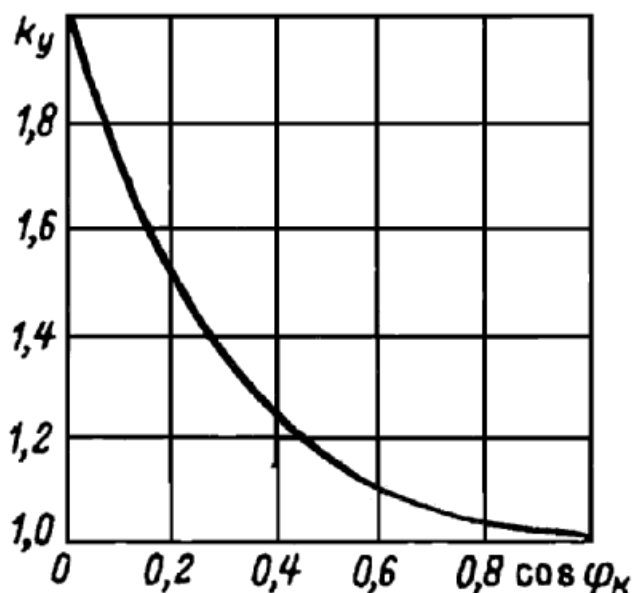


Рис. 10.9. Зависимость между ударным коэффициентом k_y и коэффициентом мощности $\cos \varphi$

Значение ударного коэффициента в сетях до 1 кВ меньше, чем в сетях выше 1 кВ из-за значительного активного сопротивления цепи КЗ, которое вызывает быстрое затухание апериодической составляющей тока КЗ. В прибли-

женных расчетах при определении ударного тока на шинах подстанции k_y принимают равным 1,2 при мощности трансформаторов до 400 кВА, 1,3 – при мощности 630 – 1000 кВА и 1,4 – при мощности 1600 – 2500 кВА. Для удаленных точек сети k_y принимают равным 1.

В сетях до 1 кВ очень часто возникают однофазные короткие замыкания. Особую сложность вызывает расчет однофазных токов КЗ в сетях с глухозаземленной нейтралью при напряжении 380/220 В. Расчет тока КЗ вызван необходимостью проверки чувствительности защиты. Ток однофазного КЗ определяется по формуле

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\sqrt{(r_m + r_\phi + r_0)^2 + (x_{m0} + x_{\phi 0})^2}}, \quad (10.32)$$

где U_ϕ – фазное напряжение сети; r_m – активное сопротивление трансформатора; r_ϕ , r_0 – активное сопротивление фазного и нулевого проводов; x_{m0} , $x_{\phi 0}$ – индуктивное сопротивление нулевой последовательности трансформатора и петли фаза-нуль.

Ток однофазного КЗ должен быть в 3 раза больше номинального тока плавкой вставки предохранителя или тока срабатывания расцепителя автоматического выключателя, применяемых для защиты сетей.

При большой мощности источника питания ток однофазного КЗ находится по выражению

$$I_k^{(1)} = \frac{U_\phi}{\frac{z_m^{(1)}}{3} + z_{\phi 0}}, \quad (10.33)$$

где $z_m^{(1)}$ – полное сопротивление понижающего трансформатора токам однофазного КЗ; $z_{\phi 0}$ – полное сопротивление петли фаза-нуль.

Полное сопротивление понижающего трансформатора можно найти по выражению [14]

$$z_m^{(1)} = \sqrt{(x_{1m} + x_{2m} + x_{0m})^2 + (r_{1m} + r_{2m} + r_{0m})^2}, \quad (10.34)$$

где x_{1m} , r_{1m} – индуктивное и активное сопротивления трансформатора токам прямой последовательности; x_{2m} , r_{2m} – индуктивное и активное сопротивления трансформатора токам обратной последовательности; x_{0m} , r_{0m} – индуктивное и активное сопротивления трансформатора токам нулевой последовательности.

Сопротивления прямой, обратной и нулевой последовательности трансформаторов [14] приведены в табл. 10.1.

Сопротивления петли фаза-нуль можно определить, сложив соответствующие сопротивления фазного и нулевого проводов. Можно воспользоваться данными табл. 10.2 для проводов воздушной линии с алюминиевыми проводами. В таблице приводятся полные удельные сопротивления петли фаза-нуль различных сечений проводов. Для определения полного сопротивления $z_{\phi 0}$ не-

обходимо полное удельное сопротивление $z_{\text{фо.уд}}$ умножить на длину провода до точки КЗ.

Таблица 10.1

**Активные и индуктивные сопротивления, мОм, трансформаторов
10 (6) / 0,4 кВ**

Мощность трансформатора, кВ- А	$u_k \%$	$x_{1m} = x_{2m}$	x_{0m}	$r_{1m} = r_{2m}$	r_{0m}	$z_m^{(l)}/3$
Соединение обмоток Y/Y						
100	4,5	64,7	581,8	31,5	253,9	260
160	4,5	41,7	367	16,6	150,8	162
250	4,5	27,2	234,9	9,4	96,5	104
400	4,5	17,1	148,7	5,5	55,6	65
630	5,5	13,6	96,2	3,1	30,3	43
1000	5,5	8,5	60,6	2,0	19,1	27
1000	8	12,6	72,8	2,0	19,1	33,6
1600	5,5	4,9	37,8	1,3	11,9	16,6
Соединение обмоток Δ/Y						
100	4,5	66	66	36,3	36,3	75,3
160	4,5	43	43	19,3	19,3	47
250	4,5	27	27	10,7	10,7	30
400	4,5	17	17	5,9	5,9	18,7
630	5,5	13,5	13,5	3,4	3,4	14
1000	5,5	8,6	8,6	2,0	2,0	9
1000	8	12,65	12,65	1,9	1,9	12,8

1600	5,5	5,4	5,4	1,1	1,1	5,7
------	-----	-----	-----	-----	-----	-----

При расчете сопротивления петли фаза-нуль следует иметь в виду, что проводимость нулевого провода должна быть не ниже 50% проводимости фазного провода [14]. При необходимости проводимость нулевого провода может быть доведена до 100% фазного провода.

Фазный провод	Значения $z_{\text{фо.уд}}$, мОм при нулевом проводе						
	A-16	A-25	A-35	A-50	A-70	A-95	A-120
A-16	4,86						
A-25	4,01	3,18	2,76	2,43			
A-35	3,59	2,76	2,53	2,01	1,78		
A-50	3,25	2,43	2,01	1,69	1,47	1,35	
A-70		2,21	1,78	1,47	1,28	1,15	1,08
A-95		2,07	1,66	1,35	1,15	1,02	0,95
A-120			1,58	1,27	1,08	0,95	0,85

Таблица 10.2

Полное удельное сопротивление $z_{\text{фо.уд}}$ цепи фаза – нуль четырехпроводной воздушной линии с алюминиевыми проводами при расстоянии между ними 0,4 м

Если материал и сечения проводов вдоль линии различны, нужно найти полное сопротивление каждого участка и результаты сложить.

Сопротивления контактов шин, аппаратов при расчете тока однофазного КЗ не учитываются.

Если ток КЗ недостаточен для защиты, необходимо увеличить либо сечение провода, либо мощность трансформатора.

11. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ

Электрическим аппаратом называется электротехническое устройство, предназначенное для управления потоком электрической энергии.

В системах электроснабжения и электропотребления потребителей электроэнергии для включения в работу и отключения из рабочего режима электроприемников и электроустановок применяются в основном контактные *коммутационные аппараты*. Некоторые конструкции коммутационных аппаратов могут отключать поврежденные участки электрической цепи в автоматическом режиме с целью предотвращения развития аварии. Такие аппараты называют *защитными аппаратами*.

Любой электрический аппарат представляет собой совокупность токоведущих частей, способных замыкать и размыкать электрическую цепь, разделенных между собой и от соседних конструкций надежной изоляцией, механизмов для управления режимом работы и устройств, обеспечивающих надежность его эксплуатации.

Электроустановки и, следовательно, коммутационные и защитные аппараты, применяемые в них, рассчитываются на разные напряжения:

- выше 1000 В (высокого напряжения, высоковольтные);
- до 1000 В (низкого напряжения, низковольтные).

По областям применения электрические контактные аппараты можно разделить на аппараты распределения электрической энергии высокого и низкого напряжения, аппараты управления приводами и технологическими установками, аппараты релейной защиты и автоматики.

В зависимости от места установки аппаратов они делятся на аппараты наружной установки и внутренней установки. Для каждого вида установки выбираются аппараты по их климатическому исполнению и категории размещения.

11.1. Физические процессы в электрических аппаратах

Индукционные и электромагнитные явления. При протекании электрического тока по токоведущим элементам (проводникам) вокруг них возникает электромагнитное поле. В этом поле проводники оказывают воздействие друг на друга. При изменении тока в одном проводнике (полюсе аппарата) наблюдается изменение ЭДС индукции в другом проводнике – *индукционные явления*. Проводник с током в электромагнитном поле подвергается воздействию механической силы, называемой электромагнитной силой – *электромагнитные явления*. Механические силы, возникающие между отдельными частями одного токоведущего контура или между соседними токоведущими контурами при прохождении по ним тока, называются *электродинамическими силами*. На рис. 11.1 показано взаимодействие между двумя проводниками с токами

одинакового и противоположного направлений. Электродинамическая сила направлена в сторону, где магнитное поле ослаблено.

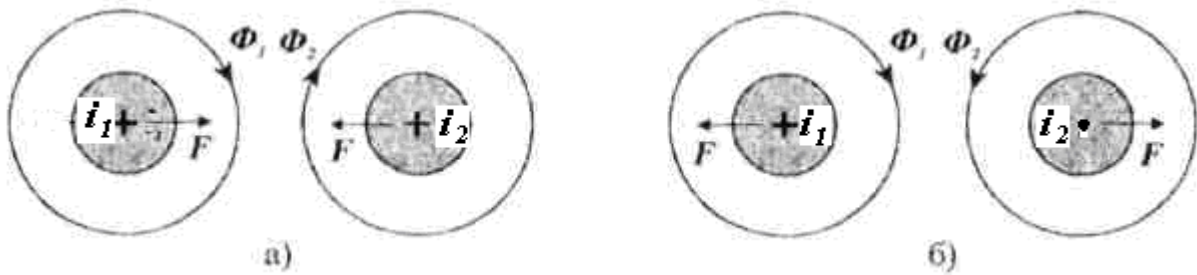


Рис. 11.1. Возникновение электродинамических сил между двумя проводниками:
а) при одинаковом направлении токов; б) при разных направлениях токов

Электромагнитная сила зависит от величины тока и конфигурации проводника. Особенно заметно ее проявление при больших значениях тока, например, при коротких замыканиях. Эти силы способны вызвать деформацию или поломку отдельных частей аппаратов. Чтобы не допустить разрушения аппаратов, прочность конструкции должна быть рассчитана исходя из максимально возможных электродинамических сил, действующих на элементы аппаратов.

Способность коммутационного аппарата противостоять возникающим при токах короткого замыкания силам, называется его *электродинамической стойкостью*. Электродинамическая стойкость характеризуется амплитудным значением тока $i_{дин}$, при котором механические напряжения в деталях аппарата не превышают допустимых значений. Электродинамическая стойкость аппарата приводится в конструкторской и эксплуатационной документации.

Для повышения электродинамической стойкости аппарата часто используют электродинамические явления, например, магнитный замок в разъединителях, электродинамический компенсатор – в автоматических выключателях.

Тепловые процессы. Электрический ток, протекающий по токоведущим частям, нагревает их. Нагреваются токопроводы, контакты и контактные соединения. Нагреваются соседние нетоковедущие части. В продолжительном режиме работы оборудования нагрев продолжается до установившейся температуры $\vartheta_{уст}$. При нагреве часть тепла отдается в окружающее пространство. Процесс нагрева описывается уравнением

$$\vartheta = \vartheta_{уст} \left(1 - e^{-\frac{t}{T}} \right) + \vartheta_0 e^{-\frac{t}{T}}, \quad (11.1)$$

где ϑ_0 – температура окружающей среды, в которой происходит нагрев; $\vartheta_{уст}$ – установившееся значение температуры нагрева; T – постоянная времени нагрева.

Допустимые установившиеся значения температуры для разных материалов, применяемых в аппаратостроении, определяются соответствующими стандартами.

Постоянная времени нагрева представляет собой время, за которое проводник нагреется до установившейся температуры без отдачи тепла в окружающее пространство.

Наиболее интенсивно проводники нагреваются при токах короткого замыкания. При этом возможно расплавление проводника в местах уменьшенного сечения. Чтобы не допустить недопустимого нагрева аппарата, токоведущие части должны быть рассчитаны исходя из максимально возможных токов, возникающих при коротких замыканиях.

Способность аппарата не допускать недопустимого нагрева его частей, называется *термической стойкостью* аппарата. Термическая стойкость аппарата приводится в конструкторской и эксплуатационной документации.

Процессы в контактах и контактных соединениях. *Электрическим контактом* называется соприкосновение двух или более проводников, обеспечивающее переход тока из одного проводника в другой. Наличие электрического контакта называется *контактированием*. Детали, участвующие в создании электрического контакта, называются *контакт-деталими* или *контактами*. Совокупность контактных элементов, соединенных между собой любым способом, называется *контактным соединением*.

Контакты делятся на коммутирующие (размыкающиеся) и неразмыкающиеся. Коммутирующие контакты состоят из двух частей – неподвижного и подвижного контактов. По конструктивному исполнению контакты делятся (рис. 11.2) на:

- пластинчатые;
- торцевые (стыковые);
- врубные;
- розеточные;
- роликовые.

Пластинчатые контакты выполняют в виде гибких пластин, их применяют в слаботочных аппаратах, например, в реле. Торцевые контакты осуществляют контактирование торцом контакт-детали. Врубные контакты выполняются в виде жестких пластин. Применяются в сильноточных аппаратах, например, в разъединителях. Розеточный контакт имеет подвижный контактный стержень и ряд сегментов (ламелей), образующих неподвижный контакт. Розеточные контакты находят применение в малообъемных масляных выключателях на напряжение 10 кВ. В роликовых контактах один из контактов, подвижный или неподвижный, выполнен в виде ролика.

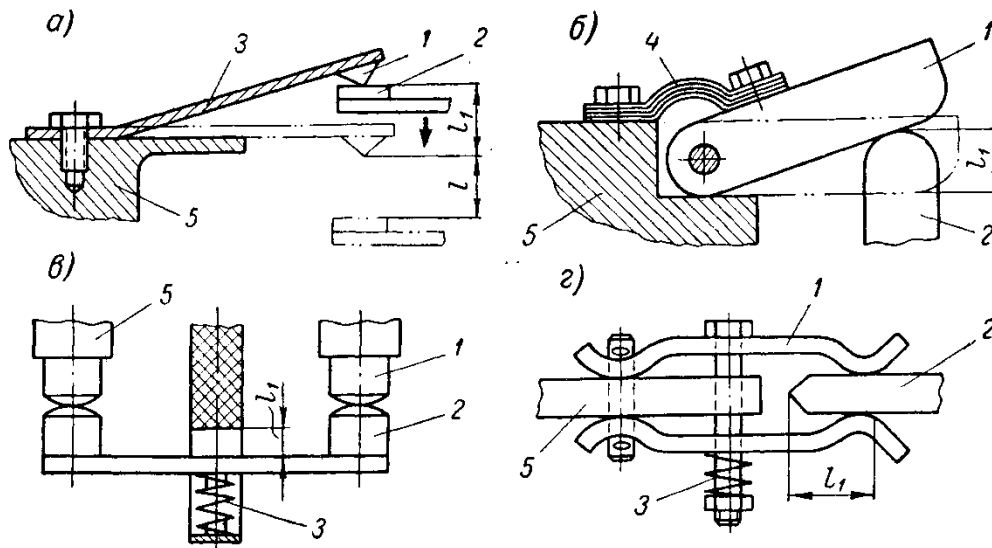


Рис. 11.2. Конструктивные исполнения контактов электрических аппаратов: а) пластинчатый; б) поворотный с гибкой связью; в) торцевой; г) врубной: 1 – неподвижный контакт; 2 – подвижный контакт; 3 – пружина; 4 – гибкая связь; 5 – неподвижная часть: l – раствор контактов; l_1 – провал контактов

На рис 11.2. неподвижные контакты 1 , закрепленные на неподвижной части 5 , создают контактное соединение с подвижными контактами 2 . Нажатие в контактном соединении создается пружинами 3 . Надежное проведение тока может осуществляться через гибкую связь 4 . В разомкнутом положении между подвижным и неподвижным контактом создается промежуток l , называемый *раствором контактов*. В замкнутом положении имеется провал контактов l_1 – минимальное расстояние, которое проходит подвижный контакт 2 после его соприкосновения с неподвижным контактом 1 за счет сжатия пружины 3 .

Поверхности проводников, через которые осуществляется переход тока из одного проводника в другой, называют *контактными поверхностями*. По виду контактных поверхностей контакты делят на три типа: точечные, линейные и плоскостные (рис. 11.3). При точечном контакте контактирование осуществляется в одной точке (например, сфера – сфера, сфера – плоскость, конус – плоскость). При линейном контакте контактирование происходит по линии (цилиндр – цилиндр, цилиндр – плоскость). При плоскостном контакте контактирование происходит по плоскости.

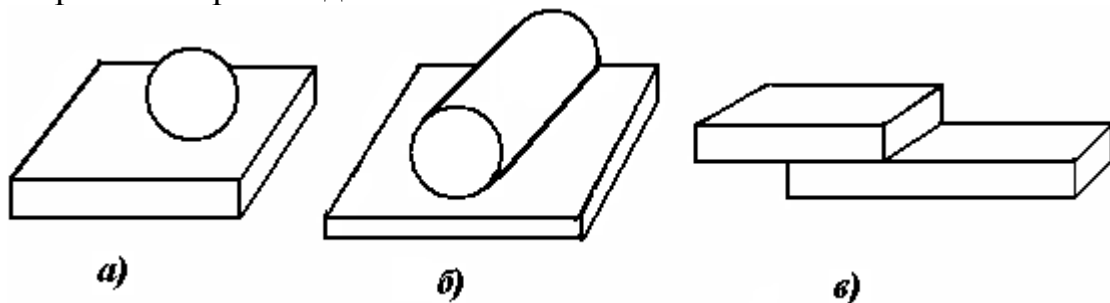


Рис. 11.3. Типы контактов: а) точечный, б) линейный, в) плоскостной

Для надежного контактирования контакты снабжаются пружинами, создающими контактное нажатие в местах контактирования. *Контактным нажатием* называется сила, с которой подвижный и неподвижный контакты прижимаются друг к другу в замкнутом состоянии.

Контактные поверхности даже при тщательной обработке обладают шероховатостью, из-за чего контактирование между контактами осуществляется только в отдельных точках. Переход тока из одного контакта в другой представлен на рис. 11.4.

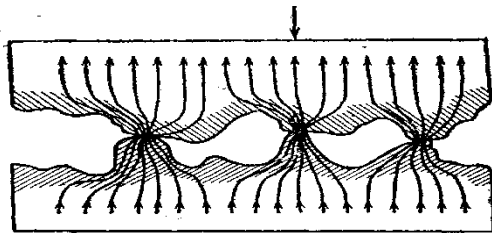


Рис. 11.4. Характер перехода тока из одного контакта в другой

Под действием силы контактного нажатия выступы шероховатых поверхностей деформируются, увеличивая площадки контактирования. Площадка контактирования может быть определена по формуле

$$q = F_k / \sigma, \quad (11.2)$$

где q – площадка контактирования; F_k – контактное нажатие; σ – предел прочности смятию материала контактных поверхностей.

В месте перехода тока из одного контакта в другой объективно существует сопротивление току, которое называется *переходным сопротивлением* контакта.

Переходное сопротивление контакта может быть определено по формуле

$$R_k = \frac{k}{F_k^m}, \quad (11.3)$$

где R_k – переходное сопротивление контакта; k – коэффициент, зависящий от материала и состояния контактных поверхностей; m – коэффициент, зависящий от типа контакта и количества точек контактирования. Значения k и m принимаются по справочникам.

В коммутационных контактных аппаратах широко применяются металлокерамические контакты. Металлокерамика представляет собой спрессованную, а затем спеченную смесь частиц или порошков разных металлов. При этом получают контакты с различными электрическими и механическими свойствами, в зависимости от состава смеси. Контакты могут обладать свойствами проводимости одного металла и свойствами дугостойкости – другого. Металло-

керамические контакты применяются в качестве главных контактов в аппаратах на токи до 1000А и в качестве дугогасительных контактов в аппаратах с отключаемыми токами до 100 кА.

В процессе эксплуатации электрических аппаратов происходит их износ, контакты истираются, а металлокерамические контакты могут обламываться. Наиболее интенсивный износ контактов происходит при их размыкании под нагрузкой. Возникающая электрическая дуга оплавляет контакты, наблюдается эрозия контактов – появление на них кратеров или налипание металла.

Контактные соединения, применяемые в электрических аппаратах и электроустановках, можно разделить на разборные, неразборные и размыкаемые соединения. *Разборные соединения* выполняются болтами, шпильками или зажимами. Разборные соединения применяются для соединения между собой отдельных деталей токоведущих систем аппаратов, для присоединения шин к выводам аппаратам, для соединения между собой шин или других проводников. *Размыкаемые соединения* обеспечиваются пружинами или пружинящими деталями.

Соединение круглых проводников между собой и с плоскими шинами может быть выполнено с помощью зажимов и переходных наконечников. Соединение плоских выводов аппаратов с шинами и плоских шин между собой выполняется болтами. В разборных контактных соединениях для обеспечения стабилизации контактирования применяются пружинные шайбы, а при использовании в качестве проводникового материала алюминия – тарельчатые пружины.

Неразборные соединения выполняются посредством электродуговой или холодной сварки, пайки соединяемых деталей.

Электрическая дуга. При размыкании электрических контактов под нагрузкой, при определенных значениях тока и напряжения, которые превосходят критические значения, происходит ионизация воздушного промежутка между контактами. Воздушный промежуток становится токопроводящим. На контактах возникает электрическая дуга. Электрическая дуга представляет собой вид электрического разряда в газах, который сопровождается большой плотностью тока и высокой температурой. Это может привести к оплавлению контактов, к пробою воздушного промежутка не только между размыкаемыми контактами, но и между соседними полюсами. Поэтому электрическую дугу в коммутационных аппаратах стремятся как можно быстрее погасить. В то же время электрическую дугу, применяемую для сварки металлов, стремятся как можно дольше поддерживать без погасания.

Процесс разряда в газовом промежутке и его развитие в электрическую дугу можно разделить на три этапа – тлеющий разряд, переход в дуговой разряд и электрическая дуга. Дуговой разряд характеризуется малым падением напряжения у электродов (10 – 20 В) и большой плотностью тока. В связи с ростом тока падение на дуге сначала падает, а затем остается неизменным.

При самостоятельном дуговом разряде наблюдается неравномерное распределение напряжения в межконтактном пространстве.

Ствол дуги наряду с заряженными частицами газа содержит частицы расплавленного высокой температурой металла электродов (контактов). Ионизированный газ в межэлектродном промежутке, содержащий положительные и отрицательные заряды в равной концентрации и расплавленные частицы металла называют *плазмой*. Выглядит электрическая дуга в виде ярко светящегося шнура. Электрическая дуга сопровождается высокой температурой и ярким свечением.

Процесс горения дуги делится на три этапа – зажигание, устойчивое горение и гашение дуги. Напряжение гашения дуги ниже напряжения зажигания.

Дуга гасится за счет интенсивного охлаждения, т.е. усиления процессов деионизации. Отвод теплоты от дуги зависит от теплопроводности и подвижности газа, в котором горит дуга. Процессы гашения дуги постоянного и переменного тока различны. Электрическая дуга постоянного тока устойчиво горит при определенных значениях напряжения, тока и расстояния между контактами, которое называется *критической длиной дуги*.

Гашению электрической дуги способствуют следующие условия: быстрое увеличение расстояния между контактами, повышение давления газа в объеме, в котором горит дуга, соприкосновение дуги с твердыми изолирующими стенками в камере с узкой щелью, что приводит к ее интенсивному охлаждению, магнитное дутье вдоль дуги.

В системах электроснабжения сельского хозяйства практически применяется трехфазный переменный ток, в котором при гашении дуги переменного тока каждый полупериод проходит через нулевое значение. В эти моменты прекращается выделение энергии в дуге. Если в бестоковую паузу быстро разомкнуть контакты и развести их на достаточное расстояние, при котором не может произойти электрического пробоя, то цепь будет отключена. Практически это сделать невозможно, поэтому применяют специальные меры гашения дуги.

Увеличение длины дуги за счет быстрого расхождения контактов применяется для гашения дуги. Дуга большей длины требует большего напряжения, которое практически не изменяется и дуга гаснет.

Гашение дуги охлаждением в узких щелях применяется в аппаратах всех напряжений. Наиболее часто применяют камеры с продольными щелями, ось которых совпадает по направлению с осью ствола дуги. Щель образуется дугостойкими изоляционными материалами. Дуга при соприкосновении с холодными поверхностями изоляционных деталей охлаждается и гаснет. Иногда вместе с гашением дуги в узкой щели применяют магнитное дутье. Магнитное поле создается катушкой с током, включаемой последовательно с контактами, между которыми горит дуга.

Для гашения дуги применяют камеры с деионными решетками, в которых происходит *деление дуги на ряд коротких дуг*. Над зоной горения дуги устанавливается решетка с набором металлических пластин. Под действием электромагнитного поля, наводимого в металлических пластинах, дуга затягивается в решетку и дробится на ряд коротких дуг, появляющихся между пластинами. Напряжение на коротких дугах значительно меньше напряжения на длинной дуге и короткие дуги гасятся быстрее. Этот способ гашения дуги применяется в автоматических выключателях до 1 кВ.

Гашению дуги способствует *газовоздушное дутье* вдоль или поперек ствола дуги, охлаждая ее. Поток газа может создаваться в камерах с газогенерирующими вставками под воздействием высокой температуры дуги. В камере создается высокое давление газа, выходящего наружу вдоль ствола дуги. Примером могут служить камеры выключателей нагрузки.

Гашение дуги может осуществляться в масле, в элегазе, в вакууме.

Изоляция в электрических аппаратах и установках. В электрических аппаратах изоляция обеспечивает отделение токоведущих частей, находящихся под разным потенциалом, друг от друга и от других заземляемых соседних конструкций. Должна обеспечиваться надежная изоляция между размыкаемыми контактами в одном и том же полюсе. В аппаратах применяют твердые, жидкие и газообразные диэлектрики.

В электроустановках широко применяют фарфоровые опорные и проходные изоляторы. На рис 11.5 показаны опорный и проходной изоляторы для применения в установках на напряжение 10 кВ.

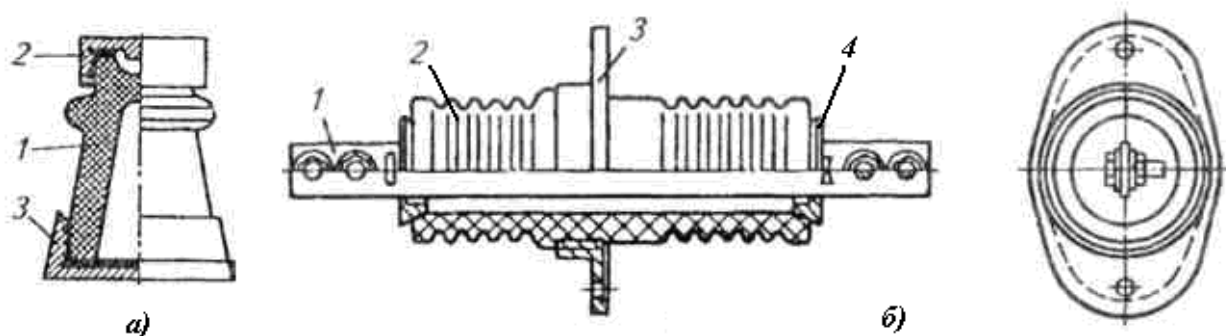


Рис. 11.5. Изоляторы электроустановок на напряжение 10 кВ: *а* – опорный: 1 – фарфоровый корпус; 2 – чугунное оголовье; 3 – чугунное основание; *б* – проходной: 1 – шина; 2 – полый фарфоровый корпус; 3 – фланец; 4 – колпачок

Опорный изолятор (рис. 11.5,а) состоит из фарфорового корпуса 1, закрепленного на чугунном основании 3 и имеющего чугунное оголовье 2. Чугунное основание 3 может быть круглой, овальной или квадратной формы. В нем имеются отверстия для крепления изолятора к опорной конструкции. В оголовье имеются отверстия для крепления шин.

Проходные изоляторы (рис. 11.5,б) имеют полый фарфоровый корпус 2 с ребрами. Для крепления изолятора в стене или перекрытии изолятор снабжен фланцем 3. В полости изолятора проходят шины прямоугольного сечения 1. Изолятор снабжен по торцам колпачками из немагнитного материала 4, которые имеют вырезы для шин.

11.2. Коммутационные аппараты высокого напряжения

Разъединители. Разъединителем называется коммутационный аппарат для коммутации электрических цепей без нагрузки. Допускается отключать и включать намагничивающий ток силовых трансформаторов и зарядный ток воздушных и кабельных линий.

Разъединители изготавливаются для внутренней и наружной установок, одно- и трехполюсными. Полюса трехполюсных разъединителей могут объединяться общим валом.

Разъединители внутренней установки предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях при напряжениях 6 – 20 кВ. В основном, изготавливаются с врубными контактами. Подвижные контакты в виде пластин закрепляются на одном из неподвижных контактов с помощью оси. Второй неподвижный контакт либо охватывается пластинами подвижного контакта, либо подвижная пластина входит между ламелями неподвижного контакта.

На рис. 11.6 показано устройство разъединителя с врубными контактами.

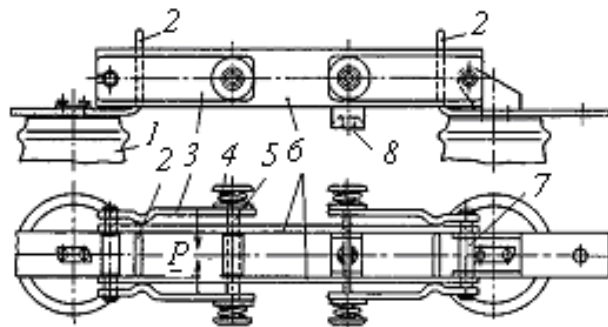


Рис. 11.6. Полюс разъединителя врубного типа: 1 – изолятор; 2 – неподвижный контакт; 3 – стальная пластина; 4 – пружина; 5 – стержень; 6 – подвижный контакт; 7 – ось; 8 – рычаг

На изоляторе 1 крепится неподвижный контакт 2 в виде плоской шины, изогнутой под углом 90° . Пластины подвижного контакта 6 закрепляются на оси 7 так, что они охватывают оба неподвижных контакта. Контактное нажатие создается пружинами 4, которые размещаются на стержнях 5 и давят на сталь-

ные пластины 3. Пластины 3 через выступы прижимают подвижные контакты 6 к неподвижным 2. Стальные пластины 3 играют роль «магнитного замка». При токах короткого замыкания эти пластины намагничиваются и притягиваются друг к другу, создавая дополнительное давление P в контакте. Управление разъединителем осуществляется через рычаг 8, который соединяется с тягой привода. Подвижные контакты поворачиваются вокруг оси 7.

В открытых распределительных устройствах РТП используются разъединители наружной установки на напряжение 35-110 кВ наружной установки, работающие в неблагоприятных условиях внешней среды. Широкое применение нашли разъединители горизонтально-поворотного типа РНД. На рис. 11.7 показана конструкция этого разъединителя.

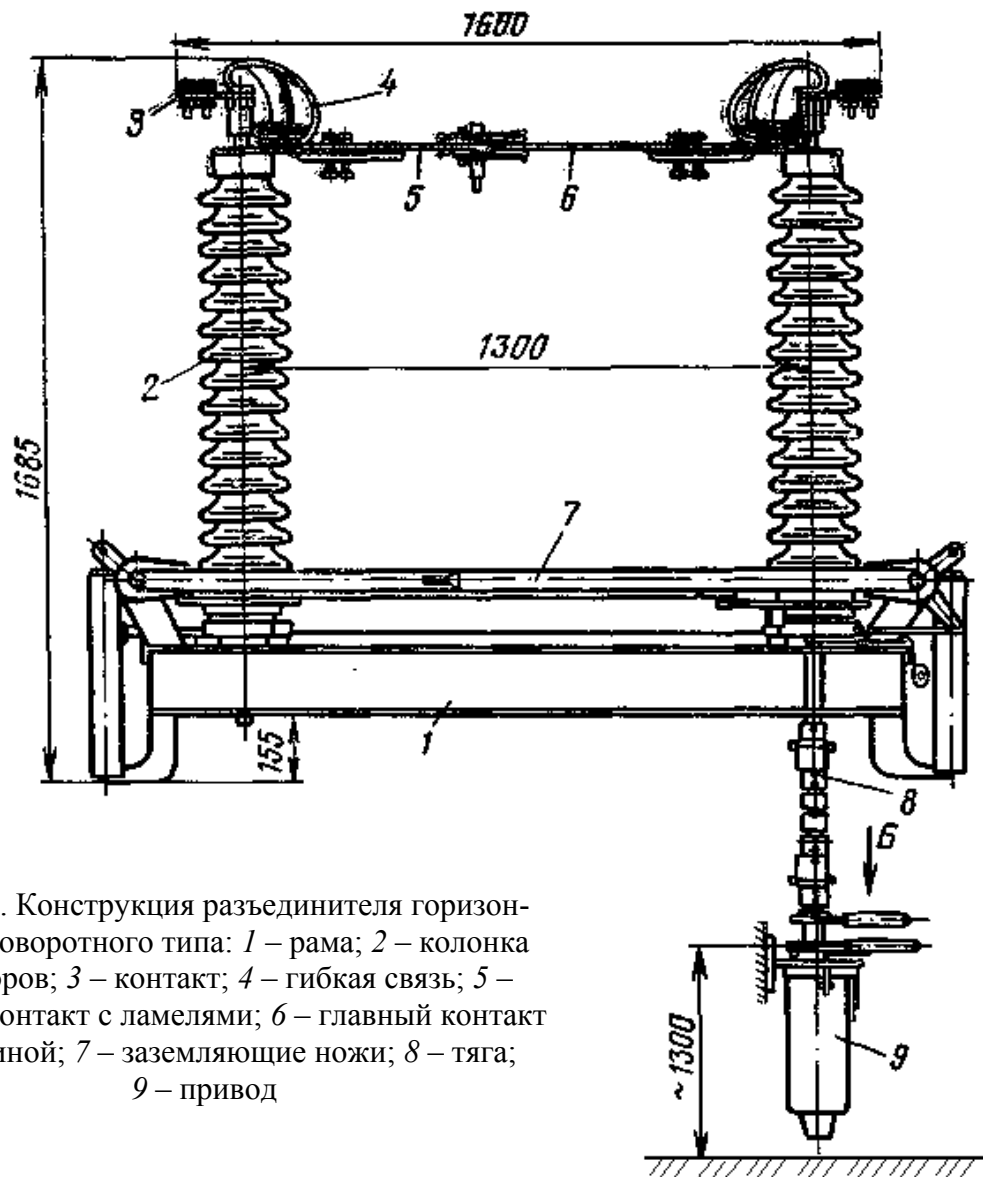


Рис. 11.7. Конструкция разъединителя горизонтально-поворотного типа: 1 – рама; 2 – колонка изоляторов; 3 – контакт; 4 – гибкая связь; 5 – главный контакт с ламелями; 6 – главный контакт с пластиной; 7 – заземляющие ножи; 8 – тяга; 9 – привод

На раме 1 устанавливаются колонки изоляторов 2 трех полюсов. Один полюс (средний) является ведущим, который соединяется с приводом 9. Движение к ведомым полюсам передается с помощью тяг. На изоляторах крепятся контакты с выводами 3. Для надежного контактирования контактов 3 применя-

ются гибкие связи 4. Замыкание и размыкание главных контактов происходит в горизонтальной плоскости при повороте колонок изоляторов 2 от привода 9 через тягу 8. Один из главных контактов 5 имеет ламели, другой – врубную пластину (нож), входящую при замыкании между ламелями. Контактное нажатие создается пружинами. Разъединители могут иметь заземляющие ножи 7, обеспечивающие заземление установки при отключении разъединителя. Привод разъединителя может быть ручным или электродвигательным, осуществляющим передачу движения контактам через редуктор.

Короткозамыкателем называется коммутационный аппарат, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания в электроустановке с целью создания КЗ для отключения поврежденного участка действием релейной защиты на выключатель головной подстанции. В электроустановках 35 кВ с изолированной нейтралью применяются два полюса короткозамыкателя, при срабатывании которых создается двухфазное КЗ. В установках с заземленной нейтралью 110, 220 кВ – один полюс, создающий короткое замыкание фазы на землю. На рис. 11.8 приведен полюс короткозамыкателя на 110 кВ.

Короткозамыкатель содержит неподвижный контакт 4, закрепленный на колонке изоляторов 3, подвижный контакт 5. Колонка изоляторов 3 и подвижный контакт 5 крепятся на основании 2, которое устанавливается на стойке через изоляторы 1. На стойке крепится привод 6, управляющий подвижным контактом 5 с помощью рычагов 7. Основание полюса 2 заземляется с помощью заземляющей шины 8. Команда на включение короткозамыкателя подается на привод от релейной защиты. Время включения должно быть минимальным и составлять 0,12 – 0,25 с. Отключение короткозамыкателя производится вручную.

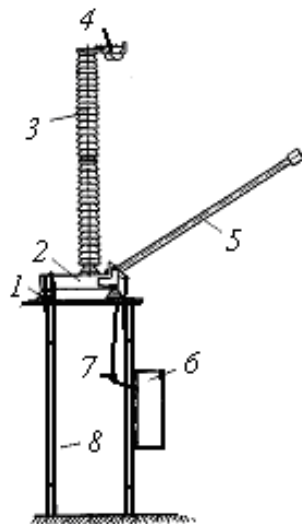


Рис.11.8. Короткозамыкатель: 1 – изолятор; 2 – основание; 3 – колонка изоляторов; 4 – неподвижный контакт; 5 – подвижный контакт; 6 – привод; 7 – рычаг; 8 – заземляющая шина

Отделителем называется коммутационный аппарат, предназначенный для автоматического отключения поврежденного участка после искусственного короткого замыкания и отключения выключателя на головной подстанции. Допускается отключение отделителем токов холостого хода трансформаторов и емкостных токов ненагруженных линий.

Конструктивно отделитель аналогичен разъединителю, только он снабжен для быстрого отключения пружинным приводом. Включение отделителей осуществляется вручную. Отделители могут иметь заземляющие ножи.

Короткозамыкатели и отделители с открытыми главными контактами допускают отказы при сильном морозе и гололеде.

Выключатели. Выключателем называется коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения электроустановок под нагрузкой вплоть до токов короткого замыкания. При совместном действии с релейной защитой выключатели являются защитными аппаратами, на которые возлагается защита электроприемников и электроустановок от коротких замыканий, которые могут привести к аварийным режимам и выходу из строя электрооборудования.

Выключатели характеризуются номинальным током и номинальным напряжением, током включения и током отключения, термической и электродинамической стойкостью, временем включения и отключения.

Номинальным током включения является ток КЗ, который выключатель может включить без приваривания контактов и других повреждений при номинальном напряжении и заданном цикле. Номинальный ток включения определяется действующим значением $I_{\text{вкл.ном}}$ и его амплитудным значением $i_{\text{вкл.ном}}$.

Номинальным током отключения является наибольшее действующее значение тока КЗ, который выключатель способен отключить при номинальном напряжении без приваривания контактов. Номинальный ток отключения определяется действующим значением периодической составляющей в момент размыкания контактов.

Для выключателей устанавливается коммутационный цикл – последовательность коммутационных операций с определенными интервалами между ними. Обычно задаются циклы:

$$\text{О} - 180 - \text{ВО} - 180 - \text{ВО}$$

$$\text{О} - t_{\text{бт}} - \text{ВО} - 180 - \text{ВО},$$

где О – операция отключения; ВО – операция включения и немедленного отключения; 180 – промежуток времени в с; $t_{\text{бт}}$ – бестоковая пауза при автоматическом повторном включении (АПВ), обычно 0,3 – 1,2 с.

Термическая стойкость выключателя характеризуется наибольшим действующим значением тока $I_{\text{тер}}$.

Электродинамическая стойкость характеризуется наибольшим амплитудным значением тока КЗ, $i_{\text{дин}}$.

По конструктивным особенностям и способу гашения электрической дуги выключатели делят на воздушные, масляные, элегазовые, вакуумные, электромагнитные. В отдельную группу выделяются выключатели нагрузки, предназначенные для отключения токов нормального режима. В отдельную группу также выделяются предохранители. Выключатели в РУ 6-10 кВ выполняются стационарными и на выкатных тележках.

Выключатель нагрузки – это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения рабочих токов в нормальном режиме вплоть

до номинального значения. В эксплуатации находятся выключатели нагрузки с номинальным током до 630 А на напряжение 6 – 10 кВ. Выключатели нагрузки (ВН) снабжаются автогазовой дугогасительной камерой. ВН созданы на базе разъединителя врубного типа. На рис. 11.9 приведена конструкция выключателя нагрузки.

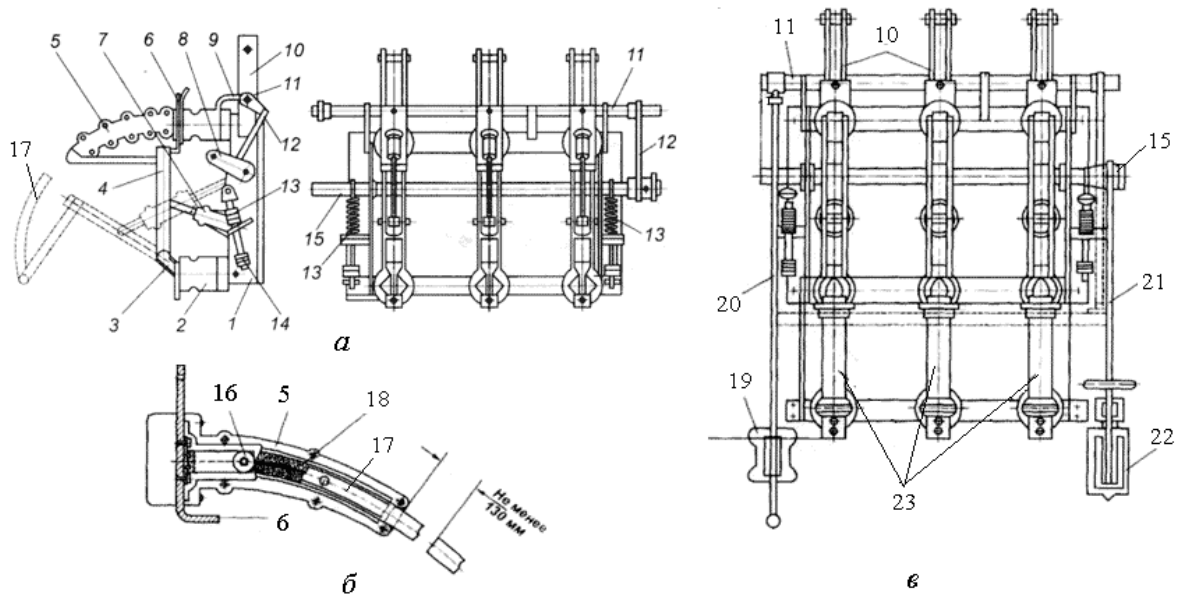


Рис. 11.9. Выключатель нагрузки: *а* – общий вид; *б* – дугогасительная камера; *в* – выключатель нагрузки с предохранителями: 1 – рама; 2 – изолятор; 3 – контактная стойка; 4 – главный подвижный контакт; 5 – дугогасительная камера; 6 – главный неподвижный контакт; 7 – изоляционная тяга; 8, 12 – рычаг; 9 – гибкая связь; 10 – заземляющий нож; 11, 15 – вал; 13 – пружина; 14 – амортизирующая шайба; 16 – неподвижный дугогасительный контакт; 17 – подвижный дугогасительный контакт; 18 – газогенерирующая вставка; 19, 22 – приводы заземляющих ножей и выключателя нагрузки; 20, 21 – тяги-приводов заземляющих ножей и выключателя нагрузки; 23 – предохранители

На сварной раме 1 установлены шесть опорных изоляторов 2, при этом на нижних изоляторах закреплены контактные стойки 3, на которых закреплены подвижные контакты (ножи) 4, на верхних же изоляторах – главные 6 и дугогасительные контакты 16. Неподвижные дугогасительные контакты закрыты дугогасительными камерами 5. Подвижные контакты всех трех полюсов связаны между собой валом 15. Движение контактам передается от вала 15 с помощью рычага 8 и изоляционной тяги 7.

Выключатель нагрузки может быть снабжен заземляющими контактами (ножами) 10. Стационарные заземляющие ножи 10 соединяются с рамой выключателя гибкими связями 9 и приводятся в движение с помощью вала 11 заземляющего устройства.

Выключатели нагрузки могут иметь ручной привод, ручной с дистанционным отключением или электромагнитный с дистанционным включением и

отключением. Для обеспечения необходимой скорости отключения на выключателе смонтированы специальные пружины 13 и амортизирующие резиновые шайбы 14.

Для включения выключателя нагрузки рукоятку рычага привода 22 перемещают снизу вверх, при этом через тягу 21 вал 15 поворачивается и с помощью изоляционных тяг 7 включает контактные ножи. Для осуществления отключения выключателя рукоятку рычага привода перемещают сверху вниз или дистанционно от кнопки с замыкающими контактами, при этом вал поворачивается под действием отключающих пружин и отключает выключатель. Для включения заземляющих ножей вверх переводится рукоятка привода 20 заземляющих ножей 10, передающая движение валу 11 через тягу 19.

При отключении под действием пружин 13 движение от вала 15 передается через изоляционную тягу 7 главным подвижным контактам 4, которые размыкаются первыми. Однако электрическая дуга на них не возникает, так как весь ток проходит через дугогасительные контакты.

После размыкания главных контактов 4 и 6 размыкаются дугогасительные контакты 16 и 17 (рис. 11.9, б). Появившаяся на контактах дуга воздействует на вкладыши 18 дугогасительной камеры 5, которые генерируют газ. Давление в камере повышается и при выходе подвижного дугогасительного контакта 17 из камеры 5 происходит выхлоп газа и дуга гаснет.

При включении выключателя сначала замыкаются дугогасительные контакты, потом – главные.

Для защиты электроустановок от токов короткого замыкания на общей раме с выключателем нагрузки устанавливаются предохранители 23 типа ПК-6, ПК-10 в каждой фазе (рис. 11.9, в). Предохранители могут устанавливаться перед выключателем нагрузки, что позволяет защищать и сам выключатель нагрузки или за выключателем, что обеспечивает быструю замену сгоревшего предохранителя. В этом случае применяется привод с дистанционным управлением и электромагнитом отключения. При перегорании любого предохранителя подается сигнал на электромагнит отключения выключателя. При этом указатель срабатывания предохранителя.

В электроустановках применяются выключатели нагрузки с вакуумной дугогасительной камерой КДВ.

Масляные выключатели. Гашение дуги в масляных выключателях осуществляется путем интенсивного ее охлаждения в потоке газопаровой смеси, которая образуется в результате разложения и испарения масла под действием электрической дуги.

В составе газопаровой смеси, возникающей в результате разложения масла под действием дуги, находится до 70% водорода H_2 , обладающего по сравнению с воздухом в 8 раз более высокой теплопроводностью, но меньшей предельной электрической прочностью. Поток газопаровой смеси в зоне горения дуги обладает высокой температурой от 800 до 2500 К. При этом давление может достигать до 10 МПа [15, 16].

В зависимости от назначения масла можно выделить две основные группы масляных выключателей:

баковые (многообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется для гашения и изоляции токоведущих частей от заземленного бака;

маломасляные (малообъемные) масляные выключатели, в которых масло используется только для гашения дуги и изоляции между разомкнутыми контактами одного полюса.

Баковые масляные выключатели применяются в ОРУ ГПП вместо короткозамыкателя и отделителя (рис. 11.1), маломасляные – в РП 6–20 кВ.

Механизм охлаждения столба дуги при больших (обычно выше 100 А) и малых значениях тока дуги различен. Дугогасительные камеры в масляных выключателях по принципу действия можно разделить на три группы [8, 15, 16]:

- с автодутьем, когда высокое давление и большая скорость движения газа в зоне дуги создаются за счет выделяющейся в дуге энергии;
- с принудительным масляным дутьем, когда масло в зону гашения дуги подается с помощью специальных устройств;
- с магнитным гашением в масле, когда дуга под действием магнитного поля перемещается в узкие щели и каналы.

При больших токах охлаждение дуги происходит, главным образом, за счет принудительной конвекции в потоке газопаровой смеси при большом давлении. С увеличением тока интенсивность конвективного охлаждения и давление в зоне гашения дуги увеличиваются. При небольших токах конвекция и давление газа в зоне гашения дуги снижаются, условия охлаждения дуги ухудшаются и время гашения дуги затягивается. Если в зону гашения дуги осуществить принудительную подачу масла, то существенно повысится давление и улучшатся условия гашения дуги при отключении небольших токов.

Для наиболее эффективного гашения дуги можно считать, что основными условиями являются:

интенсивное дутье газопаровой смеси в зоне дуги, особенно в момент тока близкого к нулю;

максимально возможное высокое давление газопаровой смеси в области дуги в конце полупериода тока.

Дугогасительные системы с автоматическим дутьем получили наиболее широкое применение благодаря своей эффективности и простоте конструкции.

Конструктивная схема масляного бакового выключателя [7] приведена на рис.11.10

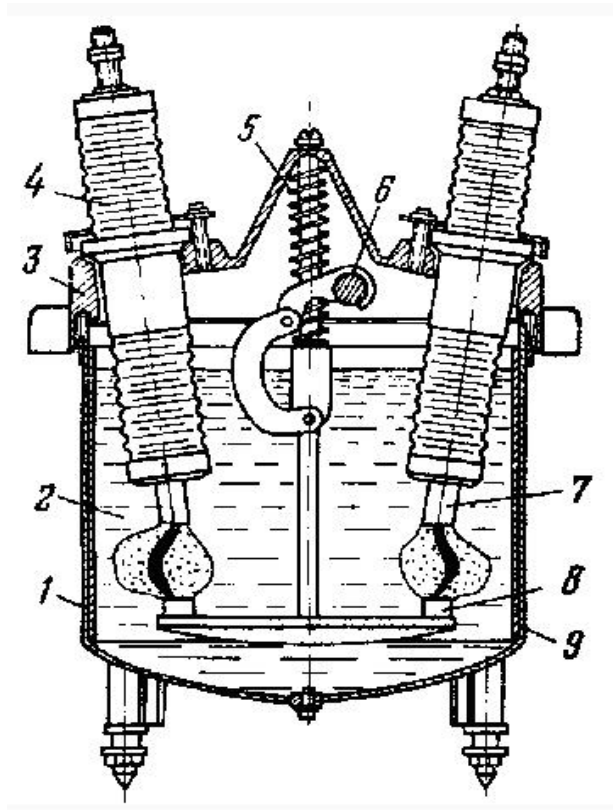


Рис. 11.10. Конструктивная схема масляного бакового выключателя:
 1 – бак выключателя; 2 – трансформаторное масло; 3 – крышка;
 4 – изолятор; 5 – отключающая пружина; 6 – вал; 7 – неподвижный главный контакт; 8 – подвижный контакт; 9 – внутрибаковая изоляция

Бак выключателя 1, заполненный трансформаторным маслом 2, устанавливается на опорах. На стенках бака имеется внутрибаковая изоляция 9. Через крышку 3 проходят фарфоровые изоляторы 4 с выводами в виде стержней неподвижных главных контактов 7. Подвижные контакты 8 крепятся на подвижной траверсе. Движение контактов всех полюсов осуществляется от приводного механизма с помощью тяги и вала 6. Во включенном положении траверса с подвижными контактами 8 поднята и они замыкают неподвижные контакты 7. Отключающая пружина 5 сжата. Выключатель во включенном положении удерживается защелкой привода.

При оперативном или автоматическом отключении выключателя защелка освобождается и под действием отключающей пружины 5 траверса с подвижными контактами опускается вниз. При этом образуется двойной разрыв главной цепи в каждом полюсе. Возникшие на контактах электрические дуги способствуют разложению масла и его испарению. Образуется газопаровой пузырь. Дуга охлаждается водородом газопаровой смеси и гаснет. Время гашения дуги составляет 0,08 – 0,1 с.

Масло в бак заливается с некоторым пространством под крышкой 3, что играет роль воздушного демпфера. Это вызвано тем, чтобы уменьшить силу удара в крышку от возникших газов при гашении дуги. Однако уровень масла должен быть таким, чтобы обеспечивалось полное охлаждение газов. В противном случае нагретые газы могут вызвать взрыв смеси водорода с воздухом.

Недостатком масляных выключателей является то, что из-за наличия трансформаторного масла они являются взрыво- и пожароопасными. Это при-

вело к замене этих выключателей другими. Однако в настоящее время в эксплуатации находится большое количество баковых выключателей на напряжение 110 и 220 кВ.

Маломасляные выключатели могут иметь дугогасительные устройства в нижней или верхней части полюса и осуществлять перемещение подвижного контакта сверху вниз или снизу вверх. Выключатели с перемещением подвижного контакта на включение снизу вверх и установкой дугогасительного устройства в верхней части полюса более перспективны, т. к. повышаются отключаемые токи и улучшаются динамические процессы при отключении.

На рис. 11.11 представлен полюс колонкового маломасляного выключателя ВК-10. Он выпускается на напряжение 10 кВ, номинальные токи 630, 1000 и 1600 А, номинальные токи отключения 20; 31,5 кА. Выключатели ВК-10 с пружинным приводом предназначены для работы в шкафах КРУ внутренней и наружной установки, а также в режиме АПВ. В КРУ выключатели устанавливаются на выкатных тележках.

Три полюса выключателя устанавливаются на литое основание, в котором расположены рычаги механизма, связанные со встроенным пружинным приводом. Полюс выключателя [15] образован изоляционным цилиндром 1 (рис. 11.11, а), внутри которого проходят токоведущие элементы, соединенные с верхним неподвижным розеточным контактом 2 и обоймой 3, присоединенной к направляющим стержням 4. Токоподвод к подвижному контакту 5 от направляющих стержней осуществляется роликовым устройством 6. Подвижный контакт 5 присоединен к рычагу механизма управления 11 посредством изоляционной тяги 7. На обойму 3 сверху устанавливается распорный цилиндр 8, а на него дугогасительное устройство 9. Маслоуказатели 10 поплавкового типа расположены наверху полюса.

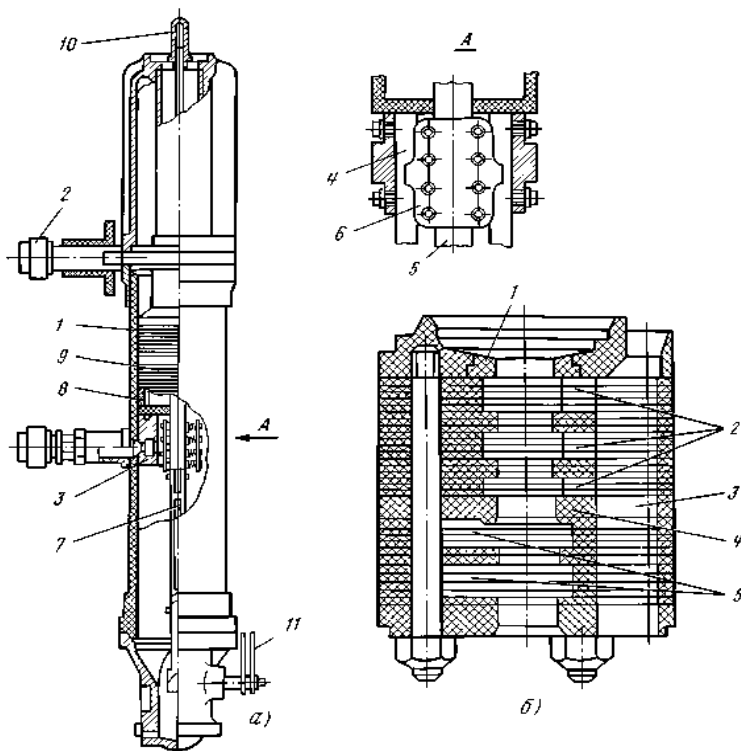


Рис. 11.11. Полюс маломасляного выключателя ВК-10: а – общий вид; 1 – изоляционный цилиндр; 2 – неподвижный контакт; 3 – обойма; 4 – направляющий стержень; 5 – подвижный контакт; 6 – роликовое устройство; 7 – тяга; 8 – распорный цилиндр; 9 – дугогасительное устройство; 10 – маслоуказатель; 11 – рычаг; б – дугогасительная камера выключателя: 1 – кольцо; 2 – дутьевые щели; 3 – канал; 4 – втулка; 5 – карман

На рис. 11.11, б представлена конструкция дугогасительной камеры комбинированного масляного дутья, состоящей из пакета изоляционных пластин разной конфигурации. Пластины соединены шпильками. Верхняя перегородка имеет кольцо 1, изготовленное из дугостойкого материала (фторопласта). Камера имеет центральное отверстие для прохода подвижного стержня. В верхней части камеры изоляционные пластины образуют три поперечные, расположенные одна под другой, дутьевые щели 2 для больших токов, связанные вертикальным каналом 3 с подкамерным и надкамерным пространствами. В нижней части камеры имеются два глухих масляных кармана 5 для гашения малых токов. При гашении малых токов ввиду недостаточности давления газопаровой смеси, создаваемого в течение первого этапа, дуга не гаснет при движении стержня вдоль дутьевых щелей 2 и достигает глухих карманов 5. В этом случае вследствие незначительности объемов этих полостей масло, содержащееся в них, даже при незначительном токе отключения испаряется взрывообразно. Это приводит к попытке отрыва столба дуги за счет импульсного повышения давления от токоведущего стержня, так как выброс газопаровой смеси будет происходить вверх от зоны контактирования. Конусная втулка 4, установленная в средней части камеры, служит для предотвращения чрезмерного разгона подвижного стержня под воздействием высокого давления, возникающего в камере при отключении токов КЗ.

Гашение дуги в масле позволяет создавать серии выключателей на разные напряжения с использованием унифицированных узлов.

Элегазовые выключатели. Гашение дуги в элегазовых выключателях осуществляется в среде элегаза – шестифтористой серы SF_6 . Элегаз обладает высокими дугогасящими свойствами – низкой теплоемкостью в канале столба дуги и повышенной теплопроводностью горячих газов, окружающих столб дуги (2000 К). Это характеризует элегаз как среду с высокими теплопроводящими свойствами. К недостаткам элегаза следует отнести его низкую температуру сжижения – 64°C при 0,1 МПа, которая с повышением давления тоже повышается. Чистый элегаз негорюч, инертен, устойчив к нагреву до 800°C .

Под влиянием электрической дуги происходит разложение элегаза с образованием химически активных соединений, которые могут вызвать разрушение изоляционных и конструкционных материалов. Кроме активных газов во время горения дуги в результате реакции с парами материалов дугогасительных контактов образуются металлические фториды в виде тонкого слоя порошка. Этот порошок обладает низкой электропроводностью, поэтому не снижает электрическую прочность изоляции аппарата.

Дугогасительные камеры элегазовых выключателей имеют замкнутый объем, заполненный элегазом при небольшом избыточном давлении. В этот объем происходит истечение газов, выделяющихся при возникновении дуги.

По способу гашения дуги в элегазе различают следующие дугогасительные камеры:

камера продольного дутья, в которую поступает предварительно сжатый газ из резервуара с относительно высоким давлением элегаза;

камера с автокомпрессионным дутьем в элегазе, создаваемом посредством встроенного компрессионного устройства;

камера с электромагнитным дутьем, в которой гашение дуги обеспечивается в результате ее перемещения под воздействием радиального магнитного поля, создаваемого отключаемым током;

камера с продольным дутьем, в которой повышение давления в элегазе происходит при разогреве дугой, вращающейся под воздействием магнитного поля.

Элегазовые выключатели изготавливаются на напряжение 6–20 кВ и 35–220 кВ.

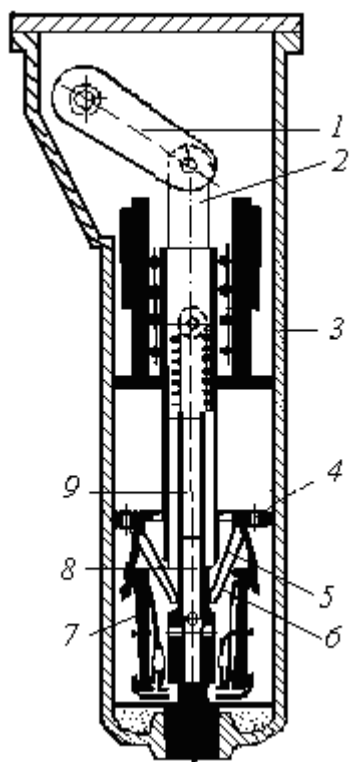


Рис. 11.12. Элегазовый автокомпрессионный выключатель: 1, 2 – рычаги; 3 – корпус; 4 – поршень; 5 – подвижный контакт; 6 – неподвижный контакт; 7 – дугогасительная камера; 8, 9 – дугогасительные контакты

На рис. 11.12 представлен полюс автокомпрессионного выключателя во включенном состоянии. В корпусе полюса выключателя 3 размещены дугогасительная камера 7, подвижный 5 и неподвижный 6 главные контакты, подвижный 9 и неподвижный 8 дугогасительные контакты. Дугогасительные контакты изготавливаются из дугостойкой металлокерамики (CuW). Управление подвижными контактами осуществляется от привода через систему рычагов 1 и 2.

При размыкании контактов под нагрузкой главные контакты 5 и 6 размыкаются первыми. Под воздействием приводных рычагов 1 и 2 вместе с подвижным главным контактом 5 перемещается поршень 4. При размыкании дугогасительных контактов 8 и 9 создается избыточное давление в полости над поршнем по сравнению с объемом под поршнем одновременным возникновением дутья через внутренние полости контактов 8 и 9. При этом выделяющаяся энергия дуги разогревает элегаз, что приводит к повышению перепада давления и усилению интенсивности истечения газовой струи. Дуга гаснет.

После гашения дуги при дальнейшем перемещении поршня продолжается вентиляция межконтактного промежутка, обеспечивающая необходимую электрическую прочность.

Элегазовые выключатели обеспечивают пожаро- и взрывобезопасность, быстродействие. Они обладают высокой отключающей способностью и высокой износостойкостью. Они допускают установку для наружной (КРУН) и внутренней (КРУ) эксплуатации.

Вакуумные выключатели. В вакуумных выключателях гашение электрической дуги осуществляется в вакууме. Выключатели снабжаются камерами с глубоким ($10^{-4} - 10^{-6}$ Па) вакуумом. Использование вакуума в дугогасительных устройствах обусловлено тем, что электрическая прочность вакуумного межконтактного промежутка во много раз больше, чем воздушного промежутка при атмосферном давлении. Это позволяет иметь расстояние между контактами при напряжениях до 35 кВ не более 10 мм.

Вакуумные выключатели находят применение при напряжениях 10–110 кВ.

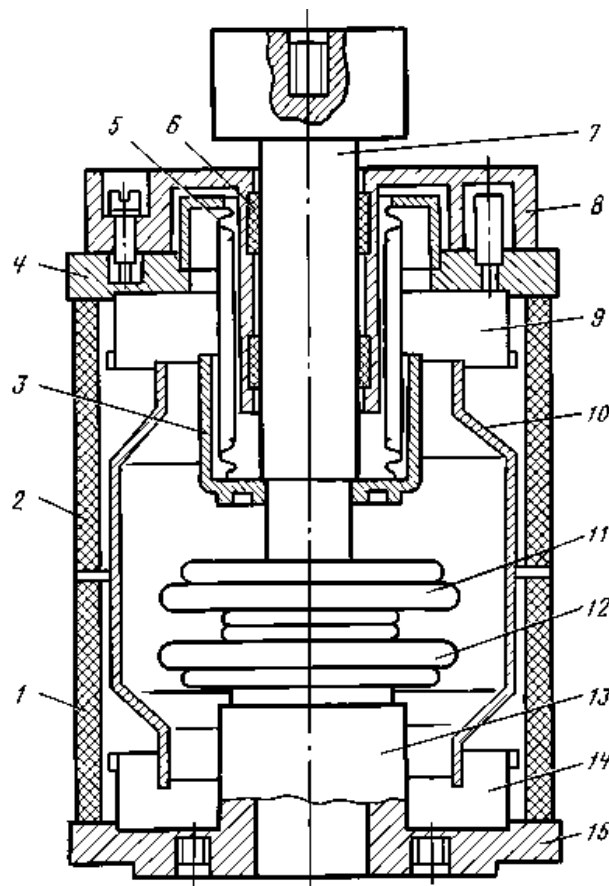


Рис. 11.13. Вакуумная дугогасительная камера ВДК-10-31:
 1, 2 – составные части корпуса; 3, 9, 10, 14 – экран; 4, 15 – фланец;
 5 – сильфон; 6 – уплотнение; 7 – медный стержень; 8 – крышка;
 11 – подвижный контакт; 12 – неподвижный контакт;
 13 – токоввод

На рис. 11.13 показана вакуумная дугогасительная камера ВДК-10-31. Камера имеет керамический корпус, состоящий из двух частей 1, 2, снабженных по торцам металлическими фланцами 4, 15. Неподвижный контакт 12 при помощи токоввода 13 жестко крепится к фланцу 15. Подвод тока к подвижному контакту 11 осуществляется через медный стержень 7, который связан с фланцем 4 при помощи сильфона 5 из нержавеющей стали через уплотнение 6. На фланце 4 крепится крышка 8. Вывод подвижного контакта соединяется с внешней цепью через гибкую связь. В камере имеются экраны 3, 9, 10, 14, выполняющие функции выравнивания электрического поля и повышения электрической прочности камеры, а также защиты внутренних изоляционных частей от напыления паров металла, образующихся при гашении дуги.

Полюса вакуумного выключателя устанавливаются на общей раме и имеют общий привод. Поступательное движение подвижным контактам от привода передается через систему рычагов и тяг.

При размыкании контактов в вакуумной дугогасительной камере между ними образуется жидкометаллический мостик, который затем разрушается. Происходит ионизация паров металла контактного мостика под воздействием приложенного напряжения сети, приводящая к образованию дуги. Дуга в вакууме существует из-за ионизации паров контактного материала вначале за счет материала контактного мостика, а затем в результате испарения материала электродов под воздействием энергии дуги. Время горения дуги в ВДК не превышает 10 мс.

Гашению дуги способствует создание магнитных полей, обеспечивающих перемещение опорных точек дуги с высокой скоростью по электродам.

Для получения радиальных и аксиальных магнитных полей разработаны различные конструкции контактных систем (рис. 11.14). В ВДК на номинальное напряжение 10 кВ и номинальные токи отключения до 31,5 А применяются контактные системы с поперечным (по отношению к дуге) радиальным магнитным полем (рис. 11.14, а).

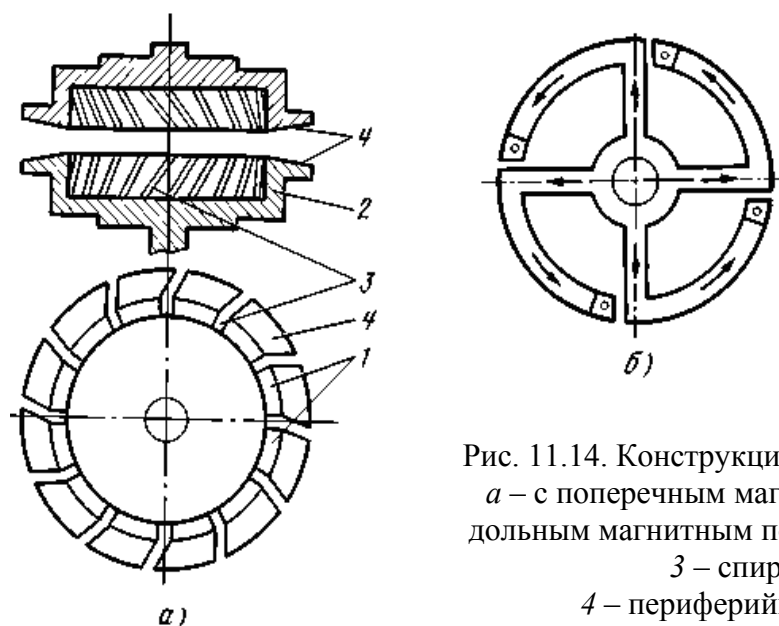


Рис. 11.14. Конструкции контактных систем ВДК:

а – с поперечным магнитным полем; б – с продольным магнитным полем: 1 – выступ; 2 – диск;

3 – спиральный паз;

4 – периферийный участок диска

Контакты со спиральными лепестками [15] имеют вид дисков 2, у которых периферийные участки разрезаны спиральными пазами 3 на сегменты, соединенные в центральной части. В замкнутом состоянии контакты соприкасаются по кольцевому выступу 1. При размыкании контактов дуга под воздействием электродинамических сил, возникающих из-за искривления контура тока, перемещается на периферийные участки 4. При этом из-за спиралеобразных прорезей возникает радиальное магнитное поле, под воздействием которого дуга перемещается по периферийным участкам с высокой скоростью, что не вызывает появления больших расплавленных зон на электродах.

Новые разработки контактных систем направлены на создание аксиального (продольного по отношению к дуге) магнитного поля, образованного током отключения.

Схема контактной системы с продольным магнитным полем, представленная на рис. 11.14, б, позволяет коммутировать токи 100 кА. Создание магнитного поля аксиального параллельным дугам не дает им возможности соединиться, что сохраняет дугу в диффузном виде. Ток от центрального токоподвода растекается по четырем радиально расположенным токопроводящим «спицам», которые оканчиваются на периферии проводниками кольцевой формы, ограниченными лишь четвертью окружности каждая. В целом, это создает один виток, обтекаемый током отключения. Контактующая поверхность контактов имеет радиальные прорезы, препятствующие слиянию дуг.

При необходимости вакуумные дугогасительные камеры можно заменять в условиях эксплуатации, что освобождает энергетическую службу предприятия иметь вакуумную установку.

Применение вакуумных выключателей постоянно расширяется. Этому способствует простота конструкции, высокая надежность и коммутационная износостойкость, пожаро- и взрывобезопасность.

Электромагнитные выключатели. Гашение электрической дуги в электромагнитных выключателях осуществляется в узкощелевых камерах при воздействии на нее электромагнитного поля. Принцип действия электромагнитного выключателя заключается в том, что при воздействии магнитного поля на дугу она удлиняется и загоняется в дугогасительную камеру с узкой щелью, где она соприкасается со стенками камеры и интенсивно охлаждается.

На рис. 11.15 представлен полюс электромагнитного выключателя ВЭМ-6 с дугогасительным устройством на напряжение 6 кВ, номинальный ток 1600 А и номинальный ток отключения 40 кА.

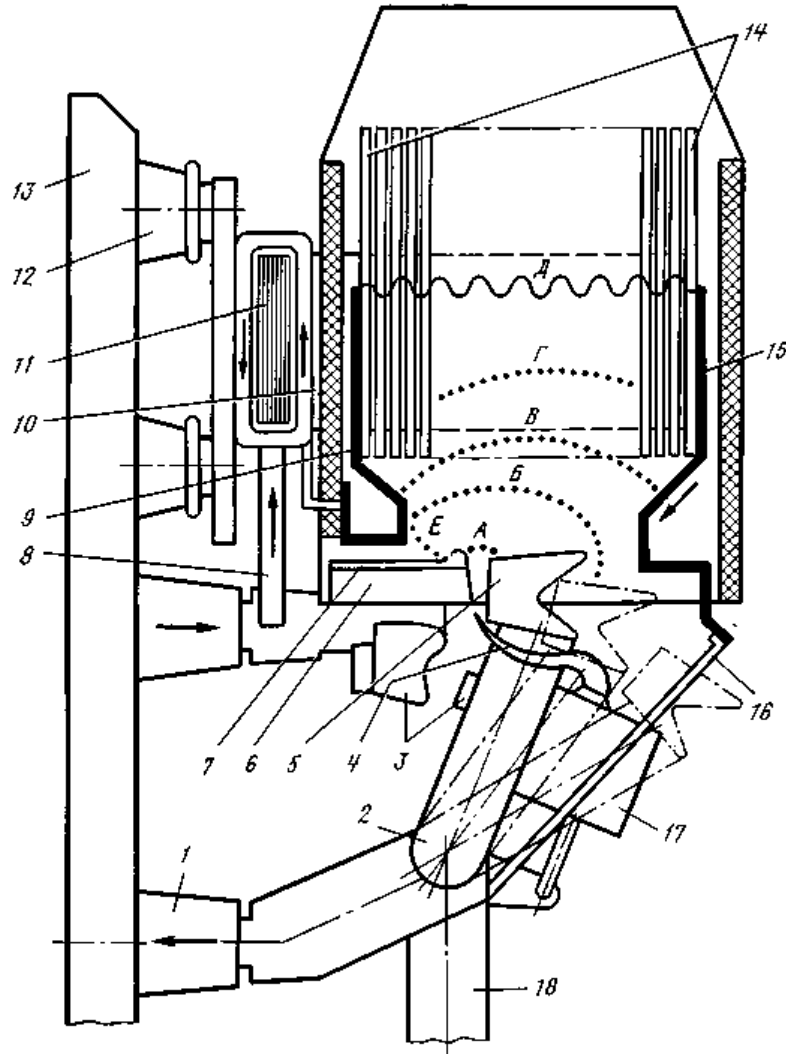


Рис. 11.15. Полус электромагнитного выключателя ВЭМ-6 с узкощелевой дугогасительной камерой: 1 – опорный изолятор; 2 – подвижный контакт; 3 – неподвижный контакт; 4 – трубка автопневматического устройства; 5, 6 – дугогасительные контакты; 7 – изоляционный промежуток; 8, 16 – токоведущая связь; 9, 15 – дугогасительный рог; 10 – катушка магнитного дутья; 11 – магнитный полюс; 12 – изолятор; 13 – рама; 14 – дугогасительная камера; 17 – автопневматическое устройство; 18 – изоляционная тяга

На стальной раме 13 при помощи изоляторов 12 укреплена дугогасительная камера 14 и катушка магнитного дутья 10 с магнитными полюсами 11, охватывающими камеру с боков (показана штриховыми линиями). Подвижный контакт 2 вращается на опорном изоляторе 1 при помощи изоляционной тяги 18. Выключатель имеет главные 3 и дугогасительные 5 и 6 контакты. Главные контакты служат для проведения тока во включенном состоянии и имеют серебряные накладки для снижения переходного сопротивления. Дугогасительные контакты обеспечивают режим коммутации и армированы дугостойкой металлокерамикой. При размыкании дугогасительных контактов 5 и 6 возникающая между ни-

ми дуга под воздействием электродинамических сил перемещается вверх. По мере развития дуги на рисунке показаны различные этапы ее промежуточного положения (*А, Б, В, Г, Д, Е*). Неподвижный контакт *б* отделен от дугогасительного рога *9* изоляционным промежутком *7* необходимым для того, чтобы катушка магнитного дутья *11* включалась бы посредством связи *8* лишь в момент перехода основания дуги на дугогасительный рог *9* (участок дуги *Е* шунтируется катушкой магнитного дутья *11*). Пройдя этапы последовательного гашения дуги *А–Е–Б–В–Г–Д* в магнитном поле, образованном катушкой магнитного дутья, связью *16* и дугогасительным рогом *15*, длина дуги приобретает значительные размеры (до 2 м), что обеспечивает ее гашение.

Следует отметить, что при отключении небольших токов (десятки ампер) электродинамические силы на начальном этапе развития дуги недостаточны для ее вхождения в камеру. Для устранения этого недостатка имеется автопневматическое устройство *17*. Поршень его связан с подвижным контактом *2*, что приводит к выбросу струи сжатого воздуха по трубке *4* автопневматического устройства на контактную поверхность неподвижного дугогасительного контакта *б* и облегчает условия перехода дуги на дугогасительный рог *9*.

Полюса электромагнитных выключателей имеют общий привод (пружинный) и устанавливаются на выкатной тележке.

Электромагнитные выключатели обеспечивают взрыво- и пожаробезопасность. Обладают высокой износостойкостью, высокой отключающей способностью. Выключатели допускают частые включения и отключения, что позволяет применять их в качестве высоковольтных контакторов.

К недостаткам электромагнитных выключателей можно отнести ограниченный предел номинального напряжения (до 20кВ) и ограниченную пригодность для наружной установки.

Приводы высоковольтных аппаратов. Привод аппаратов представляет собой устройство, создающее необходимые усилия для включения, отключения и удержания аппарата во включенном состоянии. Привод также обеспечивает необходимые скорости перемещения подвижных частей.

Привод содержит следующие основные части: включающий механизм, запирающий (защелка) механизм, удерживающий аппарат во включенном положении и расцепляющий механизм, который освобождает защелку при отключении [8].

Разъединители могут иметь ручной привод с помощью тяг. С целью снижения усилий при оперировании применяются редуктор (червячный). Для дистанционного управления разъединителем применяются электродвигательный привод.

Выключатели имеют ручные, пружинные, грузовые, электромагнитные, пневматические приводы.

Ручные приводы применяются для маломощных выключателей, когда мускульная сила обеспечивает включение и отключение выключателя. Отключение выключателя может выполняться с помощью электромагнитов отключения. Если дистанционное отключение не предусматривается, то привод применяется без электромагнитов отключения.

Пружинные приводы. Включение выключателя производится благодаря запасенной энергии в мощной пружине. Пружинный привод является приводом косвенного действия. Заход пружины осуществляется электродвигателем.

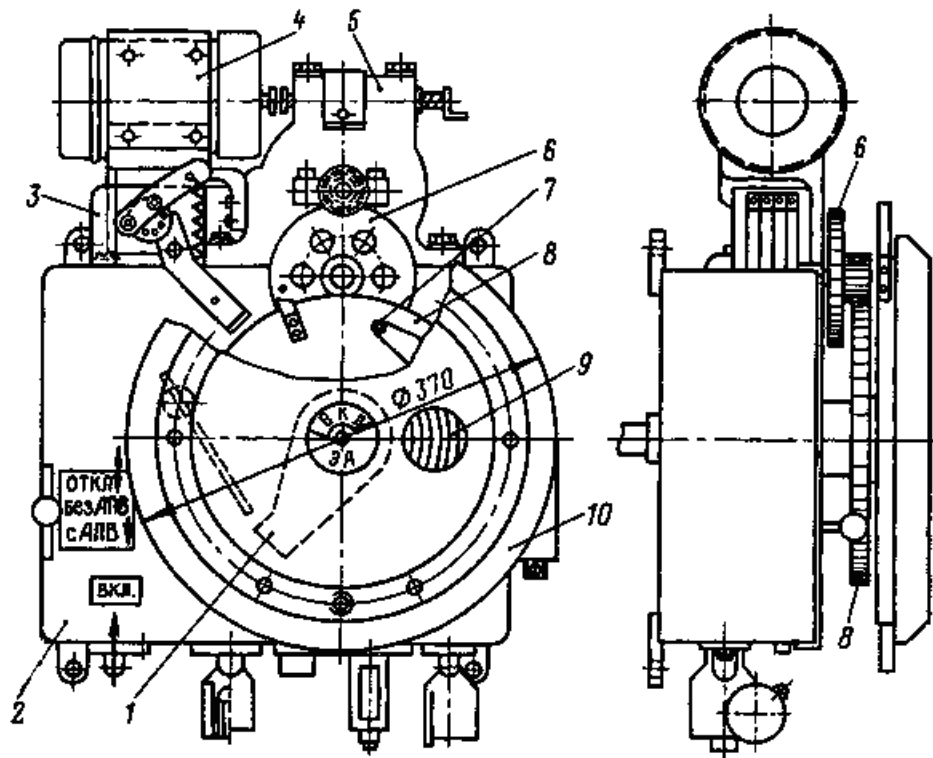


Рис. 11.16. Пружинный привод выключателя с моторным редуктором: 1 – зуб рычага; 2 – корпус; 3 – конечный выключатель; 4 – электродвигатель; 5 – редуктор; 6, 8 – шестерни; 7 – ролик; 9 – пружина; 10 – штурвал

На рис. 11.16 показан пружинный привод выключателя с моторным редуктором. Спиральная пружина 9, служащая для включения выключателя, встраивается в корпус 2 и обод штурвала 10. Заход пружины осуществляется электродвигателем 4 через редуктор 5. Усилие от редуктора для захода пружины передается через шестерни 6 и 8. При заходе пружины ведущая собачка упирается роликом 7 в зуб рычага 1 и закручивает пружину. В конце захода запорно-пусковой механизм запирает пружину и удерживает ее в заведенном состоянии. Питание с электродвигателя снимается конечным выключателем 3. Ручное включение можно осуществить с помощью штурвала 10.

Для включения выключателя освобождается заводной рычаг 1 и запасенная энергия спиральной пружины 9 поворачивает вал выключателя на включение. Пружина заводится для следующей операции включения. Дистанционное и автоматическое отключение выключателя производится с помощью электромагнита отключения.

Дистанционное и автоматическое отключение выключателя производится с помощью реле, встроенных в нижнюю часть привода (на рис. не показаны), воздействующих на механизм свободного расцепления.

Электромагнитные приводы являются приводами прямого действия. В них усилие, необходимое для включения выключателя, передается ему непосредственно в процессе включения. Энергия на включение выключателя создается электромагнитом включения, питаемого от источника большой мощности.

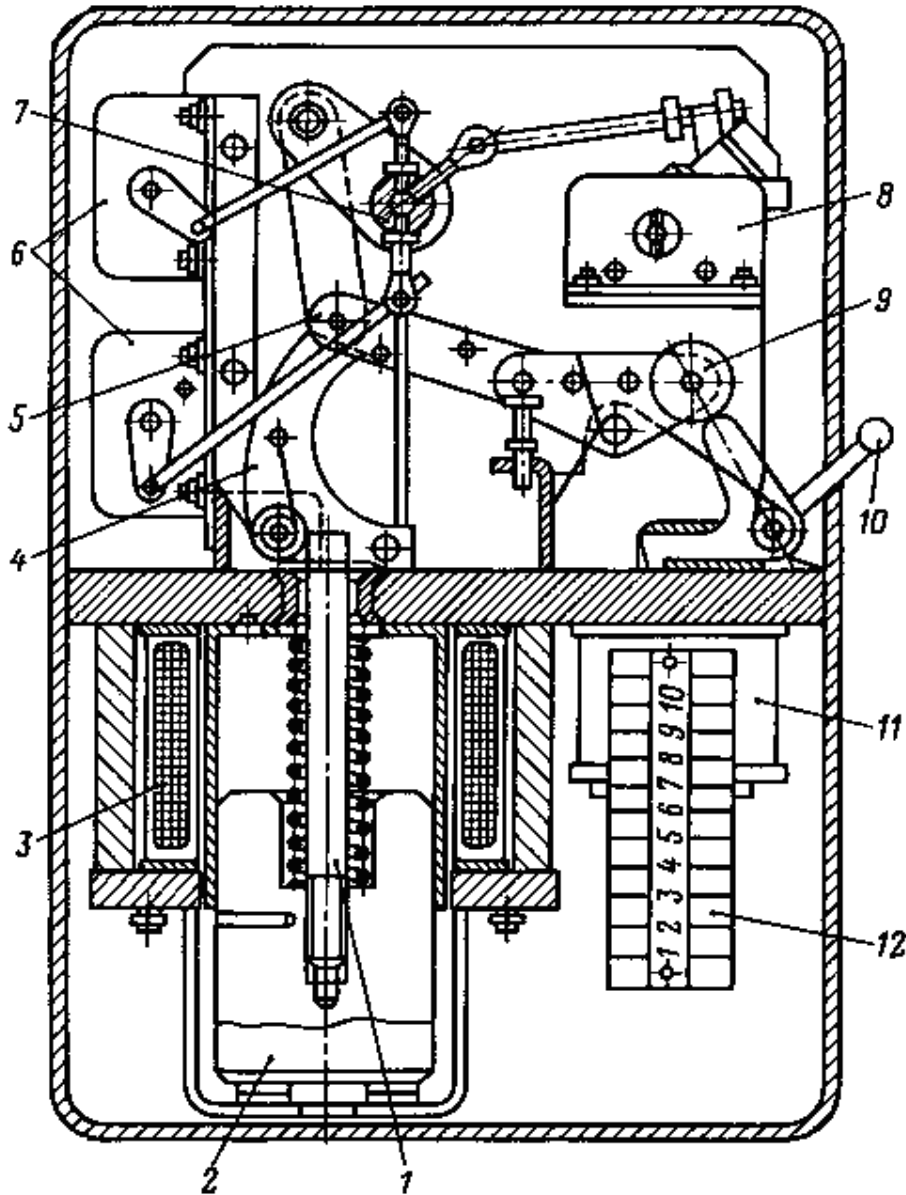


Рис. 11.17. Электромагнитный привод выключателя: 1 – шток сердечника; 2 – якорь; 3 – катушка электромагнита включения; 4 – защелка; 5 – ролик; 6, 8 – вспомогательные контакты; 7 – вал выключателя; 9 – рычаг механизма свободного расцепления; 10 – рычаг ручного управления; 11 – электромагнит отключения; 12 – сборка зажимов

При включении катушка 3 электромагнита включения втягивает якорь 2 (рис. 11.17). При этом шток сердечника 1 упирается в ролик 5 рычажного механизма, поднимает его вверх вместе с двумя шарнирно-связанными рычагами,

которые через приводной рычаг передают движение валу выключателя 7. При движении штока 1 и подъеме ролика 5 защелка 4 отодвигается влево, а в конце хода якоря, при включении выключателя, срез защелки попадает под ролик и удерживает механизм во включенном положении.

В конце включения вспомогательные контакты 6 разрывают цепь электромагнита включения и якорь возвращается в нижнее положение. На рис. 11.17 привод показан во включенном положении выключателя.

Отключение выключателя осуществляется электромагнитом отключения 11. При подаче тока в обмотку электромагнита его боек ударяет в рычаг механизма свободного расцепления (МСР) 9. Рычаги МСР «ломаются», ролик 5 соскакивает с защелки 4. Вал выключателя под действием отключающей пружины поворачивается в сторону отключения. Включение электромагнита отключения может быть осуществлено оперативным путем или действием релейной защиты и автоматики.

В приводе имеется рычаг ручного управления 10 и предусматриваются свободные вспомогательные контакты 8.

Питание к электромагнитам включения и отключения подается от аккумуляторной батареи через сборку зажимов 12.

11.3. Высоковольтные предохранители и разрядники

Предохранителем называется коммутационный электрический аппарат, предназначенный для отключения защищаемой цепи путем разрушения специально предусмотренных для этих целей токоведущих частей (вставок) под действием тока, превышающего определенные значения.

Разрушение вставки может осуществляться путем ее расплавления.

Плавкие предохранители с наполнителем. Принцип работы плавкого предохранителя основан на расплавлении плавкой вставки при токах, превышающих расчетные значения. Плавкая вставка устанавливается в корпусе (патроне). Корпус является одновременно дугогасительной камерой предохранителя. В корпус предохранителя засыпается наполнитель, обеспечивающий гашение электрической дуги при ее возникновении. Предохранители с наполнителем выполняются на напряжение 6, 10 и 35 кВ, соответственно, на токи 320, 200 и 40 А.

На рис. 11.18 показан общий вид высоковольтного предохранителя и конструкция патрона с кварцевым наполнителем (ПК, ПКТ). Основным элементом плавкого предохранителя является патрон с плавкой вставкой. Патрон устанавливается в подпружиненные контакты, укрепленные на опорных изоляторах и раме (рис. 11.18, *а*). Патрон (рис. 11.18, *б* и *в*) состоит из фарфоровой трубки 3, армированной латунными колпачками 2. Имеются конструкции патрона со стеклянной трубкой. Внутри патрона размещены медные или серебряные плавкие вставки 5. Для обеспечения нормальных условий гашения дуги, возникающей при расплавлении вставки, вставка должна иметь большую длину и малое

сечение. Это достигается применением нескольких параллельных вставок, намотанных на ребристый керамический стержень (рис.11.18,а) или нескольких спиральных вставок (рис. 11.18,б). Для снижения перенапряжения при отключении параллельные плавкие вставки имеют разные сечения. Для уменьшения температуры плавления плавкой вставки используется металлургический эффект – явление растворения тугоплавких металлов в расплавленных менее тугоплавких. На плавкую вставку меньшего сечения напаиваются шарики из олова δ , которые, расплавляясь при температуре не более 475°C , расплавляют в себе медь вставки. В нормальных условиях шарики на работу предохранителя не влияют. Патрон заполняется мелкозернистым кварцевым наполнителем (песком)⁴. Не допускается заполнение патрона влажным песком. После засыпки песка торцевые отверстия закрываются крышками 1 и запаиваются. Нарушение герметичности и увлажнение песка могут привести к потере способности гасить дугу.

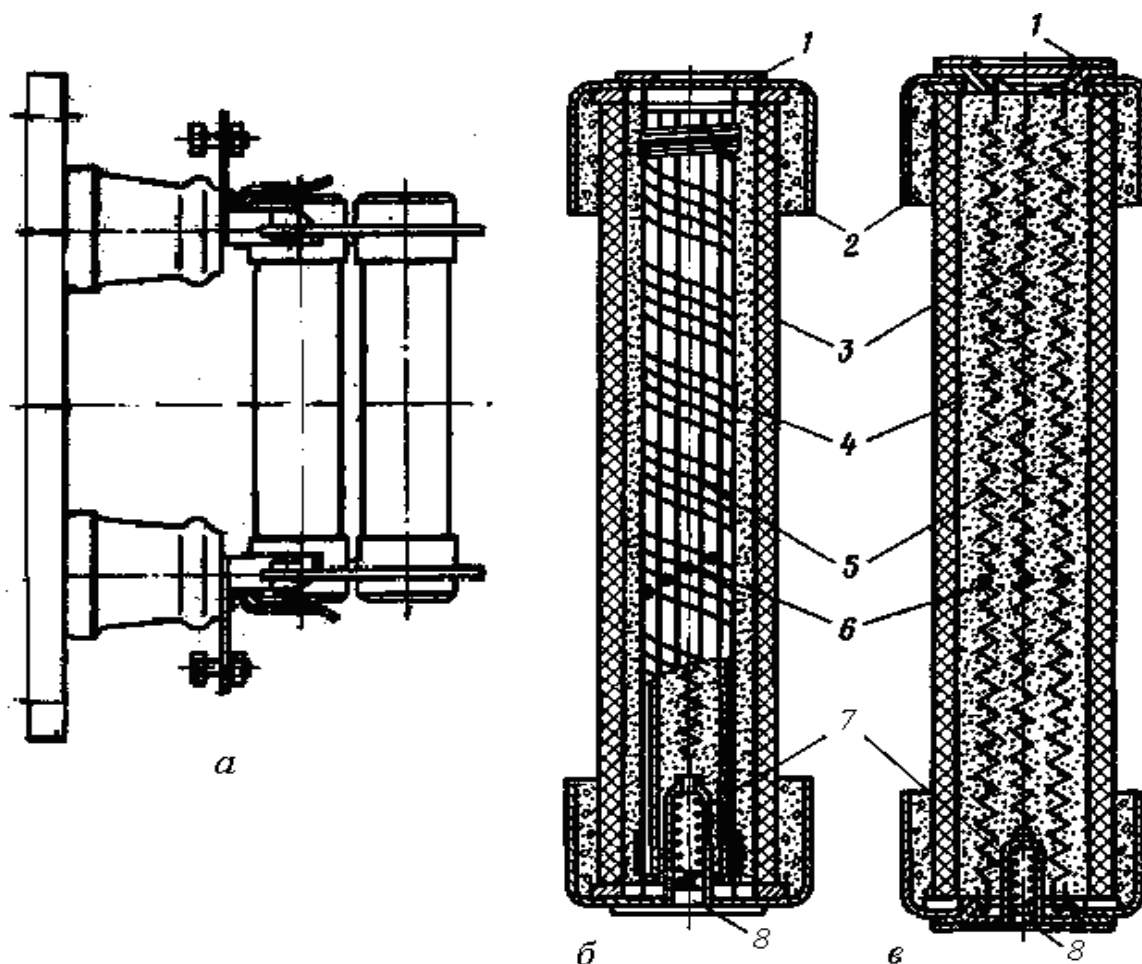


Рис. 11.18. Высокоточный предохранитель с кварцевым наполнителем:
 a – общий вид; $б$ – патрон с вставкой с керамическим стержнем; $в$ – патрон со спиральными вставками: 1 – крышка патрона; 2 – колпачок; 3 – патрон;
 4 – кварцевый песок; 5 – плавкая вставка; 6 – шарики из олова; 7 – пружина;
 8 – указатель срабатывания

При расплавлении вставки цепь тока разрывается и загорается дуга. При этом может быть несколько параллельных дуг в зависимости от числа вставок. Появившаяся дуга охлаждается зернами кварца и гаснет раньше, чем ток короткого замыкания достигнет максимального значения. Поэтому предохранители относят к *токоограничивающим* коммутационным аппаратам. Время отключения защищаемого объекта при токах КЗ до 40 кА составляет 5 – 8 мс.

Срабатывание предохранителя определяется по указателю 8. Указатель устанавливается в трубке 3 под пружиной 7, которая удерживается в подтянутом состоянии стальной вставкой. После расплавления основной плавкой вставки и перегорания стальной вставки указатель 8 выбрасывается пружиной из трубки.

В зависимости от номинального тока в предохранителе могут быть 1 – 4 патрона.

Плавкие предохранители часто устанавливаются на одной раме с выключателем нагрузки или разъединителем. При установке предохранителей с выключателем нагрузки предохранители устанавливаются до выключателя. В этом случае они защищают и сам выключатель нагрузки в случае перекрытия дугой соседних полюсов. При установке с разъединителем – предохранители устанавливаются после разъединителя. В этом случае повышается удобство и безопасность замены перегоревших предохранителей.

Предохранители с автогазовым гашением дуги. Предохранители с автогазовым гашением дуги применяются при напряжении от 10 кВ и выше. Для ОРУ получили распространение предохранители ПВТ (рис. 11.19).

Патрон предохранителя 1 (рис. 11.19, а) одним концом зажат специальным держателем на изоляторе 2. На нижнем изоляторе 3 на оси 4 укреплен подвижный контакт 5 в виде ножа со спиральной пружиной, которая стремится повернуть нож в положение 5¹. Нож охватывает шейку контактного наконечника 6, которым оканчивается патрон 1.

Корпус патрона 1 выполнен из винипластовой газогенерирующей трубки 7 (рис. 11.19, б). Внутри трубки размещен гибкий проводник 8, соединенный с плавкой вставкой из меди 9 и контактным наконечником 6. Параллельно плавкой вставке расположена стальная пластина 10, воспринимающая усилие пружины, стремящейся вытянуть гибкий проводник 8.

При токах КЗ сначала расплавляется медная плавкая вставка 9, а затем и стальная пластина или нихромовая проволока 10. Цепь тока разрывается. Под действием пружины подвижный контакт 5 поворачивается и с силой выбрасывает гибкий проводник 8 из патрона. Дуга, образовавшаяся при разрыве цепи, затягивается в трубку. При воздействии дуги на газогенерирующую трубку она интенсивно выделяет газ. Давление в трубке достигает 10 – 20 МПа, создается интенсивное продольное автодутье, гасящее дугу. Трубка выполняет роль дугогасительной камеры. Раскаленные газы выбрасываются из камеры, что сопровождается мощным световым и звуковым эффектом.

В процессе отключения длина дуги увеличивается до выброса гибкой связи, поэтому перенапряжений не возникает.

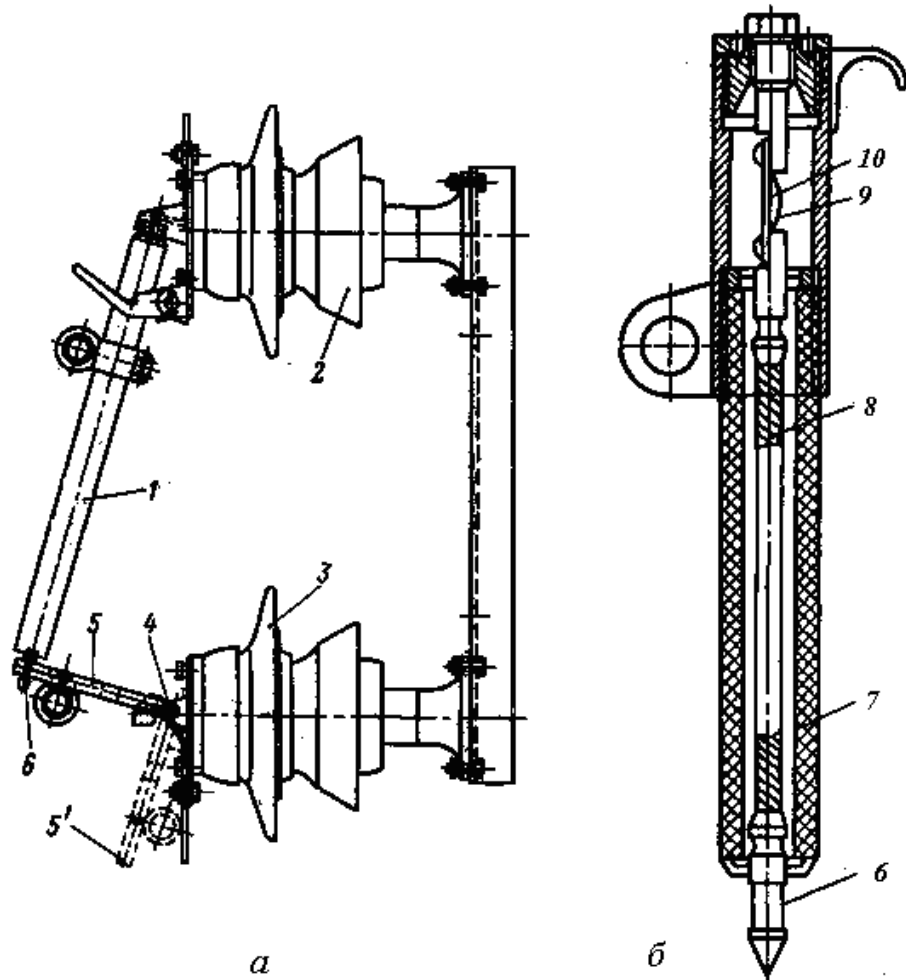


Рис. 11.19. Предохранитель с автогазовым гашением: *а* – общий вид; *б* – патрон предохранителя: 1 – патрон; 2, 3 – изолятор; 4 – ось; 5 – подвижный контакт; 6 – наконечник; 7 – газогенерирующая трубка; 8 – гибкий проводник; 9 – плавкая вставка; 10 – стальная пластина, нихромовая проволока

Предохранители ПВТ применяются в комплектных трансформаторных подстанциях. Они защищают трансформаторы от КЗ, но не защищают от других повреждений. В ОРУ предохранители с автогазовым гашением устанавливаются так, чтобы в зоне выхлопа газов не было других аппаратов.

Разрядники. Для защиты изоляционных конструкций РУ от грозовых и коммутационных перенапряжений применяются трубчатые и вентильные разрядники.

Трубчатые разрядники. Трубчатый разрядник представляет собой электрический аппарат, ограничивающий грозовое перенапряжение, воздействующее на линию электропередачи или оборудование отдельностоящей маломощной ТП.

На рис. 11.20 приведена конструктивная схема трубчатого разрядника, работа которого основана на пробое искровых промежутков.

Изоляционная трубка 1 из фибры или винипласта с одного конца закрыта металлической крышкой 5, на которой укреплен внутренний стержневой элек-

трод 2. Металлическая крышка заземляется. Вторым электродом служит кольцо 4 с наконечником 3. В разряднике имеются два искровых промежутка – внутренний (дугогасящий) l_1 и наружный l_2 . Наружный промежуток создается наконечником 3 и спуском от линии или от воздушного ввода в ТП.

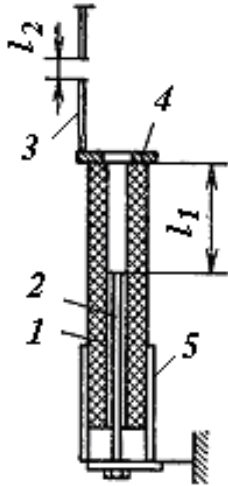


Рис. 11.20. Конструктивная схема трубчатого разрядника: 1 – изоляционная трубка; 2 – электрод; 3 – наконечник; 4 – кольцо; 5 – крышка

При грозовом перенапряжении промежутки l_1 и l_2 пробиваются и импульсный ток молнии уходит в землю. В трубке образуется дуга, от высокой температуры которой газогенерирующая трубка выделяет водород. Газы устремляются к открытому концу трубки и создают продольное дутье. Дуга гасится при первом прохождении тока через нуль.

Разрядники с трубками из фибробакелита (РТФ) и винипласта (РТВ) имеют различные пределы отключаемых токов, которые зависят также и от размеров дугогасящей трубки.

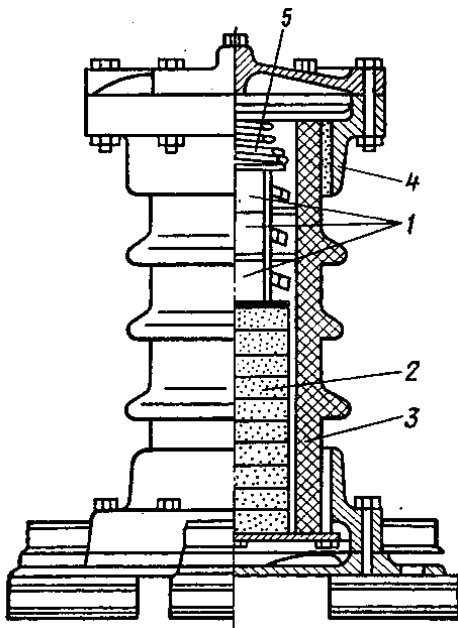


Рис. 11.21. Вентильный разрядник: 1 – искровой промежуток; 2 – вилитовый диск; 3 – фарфоровый корпус; 4 – крышка; 5 – пружина

Вентильные разрядники. Для защиты оборудования подстанций используются вентильные разрядники (РВ). На рис. 11.21 показана конструкция вентильного разрядника, применяемого при напряжениях 35 – 220 кВ. Разрядник имеет несколько искровых промежутков 1 и вилитовых дисков 2 с нелинейной вольт-амперной характеристикой (ВАХ), помещенных в фарфоровый корпус 3, закрытый крышкой 4. Расстояние между искровыми промежутками регулируется сжатием пружины 5. Металлическое основание разрядника заземляется.

При срабатывании РВ от импульса грозового перенапряжения искровые промежутки пробиваются и через разрядник проходит импульсный ток. На вилитовых дисках создается падение напряжения. В связи с тем, что вилитовые диски имеют нелинейную ВАХ, падение напряжения изменяется незначительно, даже при существенном изменении импульсного тока.

В некоторых разрядниках параллельно искровым промежуткам присоединяются шунтирующие резисторы (линейные) и конденсаторы, дающие возможность управлять распределением напряжений различной длительности по искровым промежуткам.

Ограничители перенапряжений. В электроустановках с различными напряжениями применяются нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН). Они служат для защиты электрооборудования от коммутационных и атмосферных перенапряжений.

Ограничитель перенапряжения – это разрядник без искровых промежутков. Активная часть ОПН состоит из последовательного набора высоколинейных резисторов (варисторов). Варисторы, применяемые в ОПН, выполнены из оксидно-цинковой или металлооксидной керамики – нелинейного материала, получаемого в результате высокотемпературного обжига (до 1300°C) специальной смеси. В нормальном рабочем режиме ток, протекающий через ограничитель, носит емкостной характер и составляет несколько миллиампер. При возникновении волн перенапряжений резисторы ограничителя переходят в проводящее состояние, ток возрастает на несколько порядков, достигая сотен и тысяч ампер и ограничивая при этом дальнейшее нарастание напряжения на выводах. После снижения перенапряжения ограничитель возвращается в непроводящее состояние.

На рис. 11.22 показана конструкция ограничителя перенапряжений.

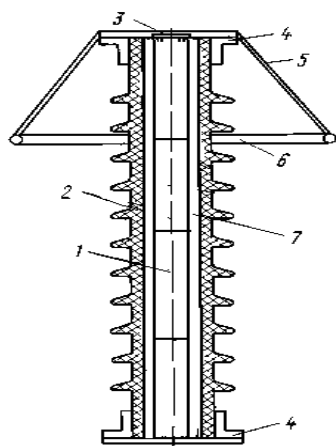


Рис. 11.22. Ограничитель перенапряжений: 1 – нелинейный резистор; 2 – фарфоровый корпус; 3 – клапан; 4 – фланец; 5 – держатель экрана; 6 – торoidalный экран; 7 – тепловая прослойка

Основными элементами ОПН являются нелинейные резисторы (варисторы) 1, установленные в фарфоровый корпус 2. Варисторы 1 имеют внутреннюю полость, служащую для сброса избыточного давления при аварийном перекрытии через герметизированный клапан взрывобезопасности 3. На корпусе установлены фланцы 4, наружный тороидальный экран 6 с держателями 5, обеспечивающий выравнивание распределения напряжения по варисторам 1. Тепловая прослойка 7, передающая избыток теплоты от варисторов на корпус, одновременно используется для крепления варисторов 1. Фланцы 4 имеют зажимы для присоединения к защищаемому оборудованию и к заземляющему устройству. В последнее время для изготовления корпусов ОПН стали применять полимерные материалы, например стеклопластик, что позволяет существенно снизить массу аппаратов и упростить конструкцию ОПН.

Надежность защиты оборудования у ОПН выше, чем у РВ и они способны заменить вентильные разрядники.

11.4. Измерительные трансформаторы

Измерительные трансформаторы не являются коммутационными аппаратами, однако функционирование многих коммутационных аппаратов зависит от их работы. Измерительные трансформаторы обеспечивают работу устройств релейной защиты и автоматики, воздействующих на коммутационные и защитные аппараты. Измерительные трансформаторы служат для расширения пределов измерения параметров в электроустановках.

Трансформаторы тока. Трансформатор тока предназначен для уменьшения тока первичной цепи до стандартного значения 5 или 1 А с целью контроля величины этого тока и для отделения первичных цепей высокого напряжения от цепей измерения и релейной защиты и автоматики.

Трансформатор тока (ТА) служит для измерения, преобразования и передачи информации о режиме работы силовоточной цепи высокого напряжения в цепь низкого напряжения с целью ее последующей обработки. При этом одновременно ТА служит для изоляции первичной цепи высокого напряжения от вторичной цепи низкого напряжения, имеющей потенциал земли. Информация на вторичной стороне используется как для целей измерения тока, мощности, показателей качества энергии, так и для системы релейной защиты.

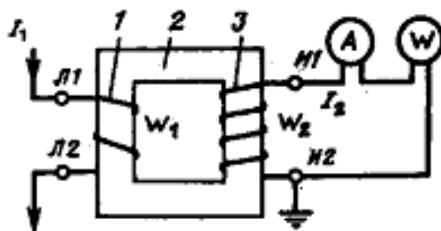


Рис. 11.23. Схема включения трансформатора тока: 1 – первичная обмотка; 2 – магнитопровод; 3 – вторичная обмотка

Трансформатор тока (ТА) имеет замкнутый магнитопровод 2 (рис. 11.23) и две обмотки – первичную 1 и вторичную 3. Первичная обмотка включается

последовательно в цепь измеряемого первичного тока I_1 , ко вторичной обмотке присоединяются измерительные приборы, обтекаемые током I_2 .

Если ТА одновременно служат целям защиты, то они имеют две вторичные обмотки: одну для измерения, другую для защиты.

Основными номинальными параметрами ТА являются:

1. Номинальный коэффициент трансформации $K_{I\text{ном}}$ – отношение номинального первичного тока трансформатора к его номинальному вторичному току

$$K_{I\text{ном}} = \frac{I_{1\text{ном}}}{I_{2\text{ном}}}, \quad (11.3)$$

где $I_{1\text{ном}}$ и $I_{2\text{ном}}$ – номинальные значения первичного и вторичного токов.

2. Одной из важнейших характеристик ТА является его точность, определяемая погрешностями измерения вторичного тока, соответствующая информации о первичном токе. Класс точности определяется по наибольшей допустимой погрешности ТА при номинальном первичном токе, выраженном в процентах. Установлено 6 классов точности: 0,2; 0,5; 1; 3; 10%, P соответствующих 100-120% номинального тока и в режиме КЗ. Для релейных защит применяются ТА класса P .

Относительная токовая погрешность ТА определяется по выражению

$$\Delta I = \frac{K_{I\text{ном}} I_{2\text{ном}} - I_{1\text{ном}}}{I_{1\text{ном}}}. \quad (11.4)$$

Угловая погрешность ТА – угол между вектором первичного тока и повернутым на 180° вектором вторичного тока. Угловая погрешность считается положительной, если повернутый вектор вторичного тока опережает вектор первичного тока.

3. Кратность первичного тока ТА – отношение действительного первичного тока к номинальному первичному.

Номинальная предельная кратность – это кратность первичного тока по отношению к номинальному, при котором погрешность не превышает 10% при номинальной вторичной нагрузке $Z_{2\text{ном}}$ и номинальном коэффициенте мощности $\cos\varphi_{2\text{ном}}$

$$k_{10} = I_1 / I_{1\text{ном}}.$$

4. Номинальная вторичная нагрузка $Z_{2\text{ном}}$ – полное сопротивление внешней вторичной цепи ТА, при которой гарантируется установленный класс точности, при $\cos\varphi_{2\text{ном}} = 0,8$.

Трансформаторы тока отличаются от силовых трансформаторов следующими особенностями:

- работают в условиях близких к короткому замыканию, так как цепи измерительных приборов и реле имеют малое сопротивление;

- ток во вторичной цепи не зависит от значения и характера нагрузки (источник тока), а определяется значением и характером изменения первичного

тока. В силовых трансформаторах первичный ток определяется мощностью, потребляемой во вторичной цепи.

Вторичная обмотка не должна быть разомкнутой. Если ее разомкнуть, то магнитный поток в магнитопроводе резко возрастет, так как он будет определяться только МДС первичной обмотки. В таком режиме магнитопровод может нагреться до недопустимой температуры, а на вторичной разомкнутой обмотке может появиться высокое напряжение, что может вызвать пробой изоляции.

Вторичная обмотка ТА должна быть заземлена.

Выводы первичной обмотки обозначаются $Л1$ и $Л2$, выводы вторичной обмотки – $И1$ и $И2$. При снятых приборах выводы $И1$ и $И2$ должны быть замкнуты накоротко.

Трансформаторы тока изготавливаются для внутренней и наружной установки. ТА для внутренней установки до 35 кВ имеют литую эпоксидную изоляцию. По типу первичной обмотки трансформаторы тока бывают катушечными, одновитковыми и многовитковыми. На рис. 11.24 показана конструкция трансформатора тока ТЛМ-10 внутренней установки с двумя магнитопроводами. На большие номинальные токи у ТА в качестве первичной обмотки используются шины или жилы кабелей

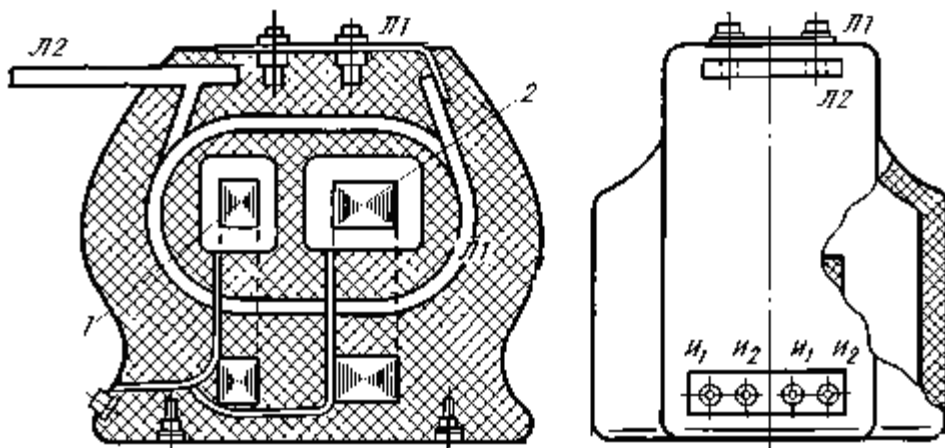


Рис. 11.24. Трансформатор тока внутренней ТЛМ-10 установки с двумя магнитопроводами: 1 – для измерительной цепи; 2 – для релейной защиты; $Л1$, $Л2$ – зажимы первичной обмотки; $И1$, $И2$ – зажимы вторичной обмотки

Для наружной установки используются опорные трансформаторы тока в фарфоровом корпусе с бумажно-масляной изоляцией (рис. 11.25). В полном фарфоровом корпусе 1, заполненном маслом 8, расположена первичная обмотка 6 и вторичная обмотка с магнитопроводом 7. Первичная обмотка состоит из двух секций, которые с помощью переключателя могут быть соединены последовательно и параллельно, что позволяет изменять коэффициент трансформации. Фарфоровый корпус установлен на раме 10, на которой крепится коробка с выводами вторичных обмоток 9. На фарфоровом корпусе 1 установлен масло-расширитель 2, закрывающийся крышкой 5. Первичная обмотка имеет выводы

3 и 4. На маслорасширителе имеется маслоуказатель, по которому можно определить уровень масла.

Трансформаторы тока имеют исполнения для встраивания в вводы масляных трансформаторов и выключателей. Встраивается вторичная обмотка с магнитопроводом. Первичной обмоткой ТА является токоведущий стержень ввода.

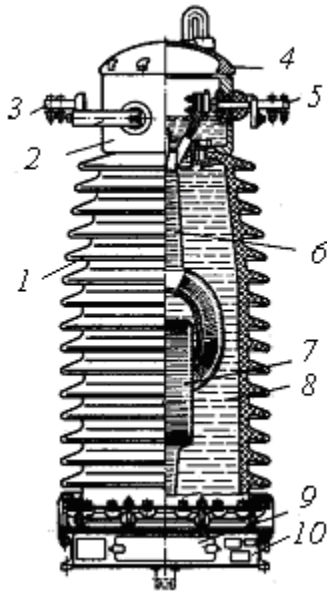


Рис. 11.25. Трансформатор тока наружной установки:
1 – фарфоровый корпус; 2 – маслорасширитель; 3, 4 – выводы первичной обмотки; 5 – крышка; 6 – первичная обмотка; 7 – магнитопровод вторичной обмотки; 8 – трансформаторное масло; 9 – коробка с выводами вторичных обмоток; 10 – рама

Трансформаторы напряжения. Трансформатор напряжения предназначен для понижения высокого напряжения до стандартного значения 100 и $100/\sqrt{3}$ В с целью контроля величины этого напряжения и для отделения первичных цепей высокого напряжения от цепей измерения и релейной защиты и автоматики.

Трансформатор напряжения (*TV*) служит для измерения, преобразования и передачи информации о режиме работы цепи высокого напряжения в цепь низкого напряжения с целью ее последующей обработки. При этом одновременно *TV* служит для изоляции первичной цепи высокого напряжения от вторичной цепи низкого напряжения, имеющей потенциал земли. Информация на вторичной стороне используется как для целей измерения напряжения, мощности, показателей качества энергии, так и для системы релейной защиты.

На рис. 11.26 приведена схема включения трансформатора напряжения. *TV* имеют первичную обмотку 1, включаемую в цепь высокого напряжения и вторичную 3, к выводам которой подключаются обмотки напряжения измерительных приборов и реле. Обмотки имеют общий магнитопровод 2. Для обеспечения безопасности один вывод вторичной обмотки заземляется. Трансформатор напряжения работает в режиме, близком к холостому ходу, так как сопротивления обмоток напряжения приборов и реле имеют большие значения, а потребляемый ими ток невелик.

Номинальный коэффициент трансформации определяется выражением

$$K_{U_{\text{ном}}} = \frac{U_{1\text{ном}}}{U_{2\text{ном}}}. \quad (11.5)$$

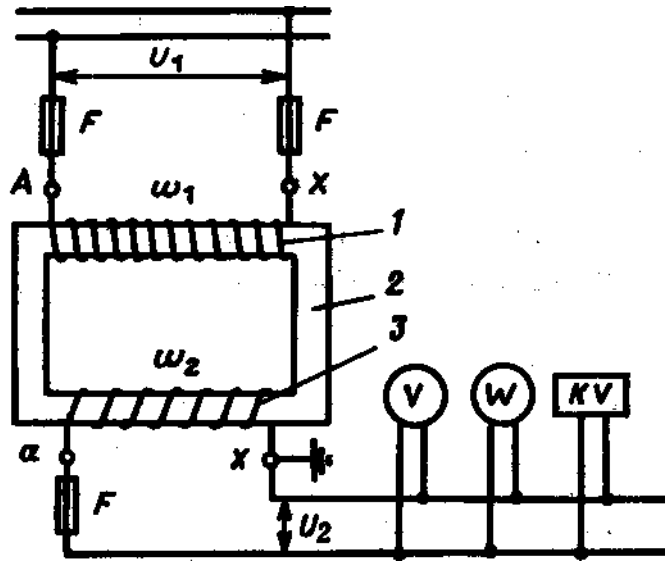


Рис.11.26. Схема включения трансформатора напряжения: 1 – первичная обмотка; 2 – магнитопровод; 3 – вторичная обмотка; F – предохранитель; V , W , KV – измерительные приборы – вольтметр, ваттметр, киловольтметр

Погрешность измерения определяется выражением

$$\Delta U = \frac{K_{U_{\text{ном}}} U_{2\text{ном}} - U_{1\text{ном}}}{U_{1\text{ном}}}. \quad (11.6)$$

Классы точности TV могут быть 0,2; 0,5; 1; 3.

Трансформаторы напряжения (TV) могут быть одно- и трехфазными. Трехфазные трансформаторы напряжения применяются до 20 кВ.

В трехфазных установках могут применяться трансформаторы напряжения с различными схемами соединения вторичных обмоток (рис. 11.27).

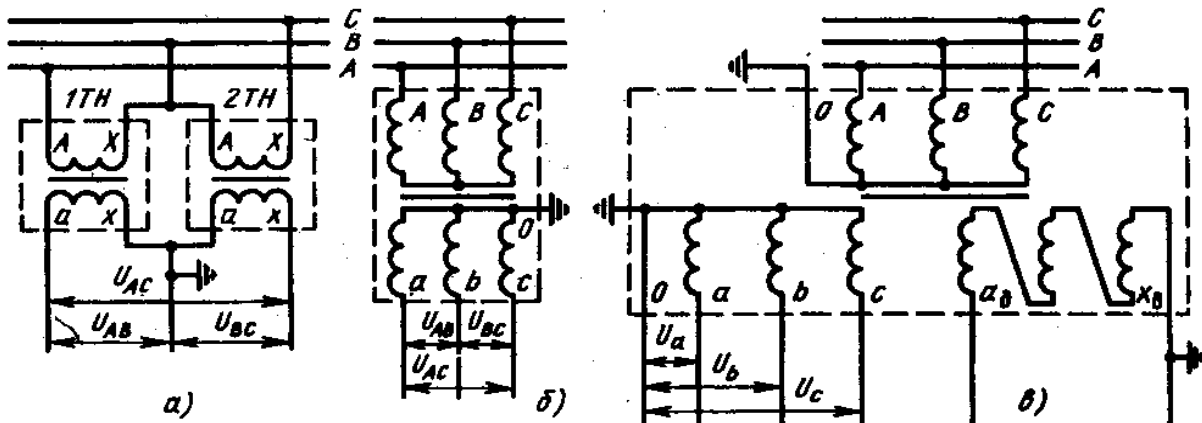


Рис. 11.27. Схемы соединения обмоток трансформаторов напряжения: а – открытый треугольник; б – звезда; в – звезда и разомкнутый треугольник

По способу охлаждения *TV* бывают сухими и масляными. Сухие *TV* применяются в электроустановках 1 кВ внутренней установки. Масляные *TV* применяются от 6 кВ и выше как внутренней, так и наружной установки. Применяются трансформаторы напряжения с литой изоляцией до 35 кВ.

Для измерения трех линейных напряжений можно использовать два однофазных двухобмоточных трансформатора НОМ, НОС, НОЛ, соединенных по схеме открытого треугольника (рис. 11.27, *а*), а также трехфазный двухобмоточный трансформатор НТМК, обмотки которого соединены в звезду (рис. 11.27, *б*). Для измерения напряжения относительно земли могут применяться три однофазных трансформатора, соединенных по схеме Y_0/Y_0 или трехфазный трехобмоточный трансформатор НТМИ, НАМИ (рис. 11.27, *в*). В этом случае, обмотка, соединенная в звезду, используется для присоединения измерительных приборов, а к обмотке, соединенной в открытый треугольник, присоединяется реле защиты от замыканий на землю.

Трансформаторы НТМИ имеют пятистержневой магнитопровод и три обмотки, располагаемые на средних стержнях.

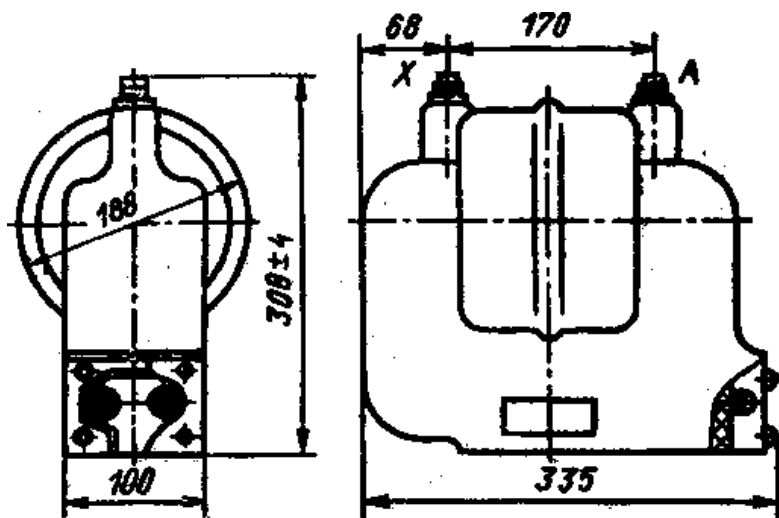


Рис. 11.28. Однофазный трансформатор напряжения с литой изоляцией

На рис. 11.28 показан трансформатор напряжения с литой изоляцией. Он имеет ленточный разрезной магнитопровод, на котором располагаются обмотки. Магнитопровод и обмотки заливаются компаундом на основе эпоксидной смолы, который после затвердевания образует монолитную массу (корпус).

В установках 110 кВ (рис. 11.29) применяются трансформаторы напряжения каскадного типа. Обмотка ВН распределяется равномерно по двум магнитопроводам, благодаря чему ее изоляция облегчается.

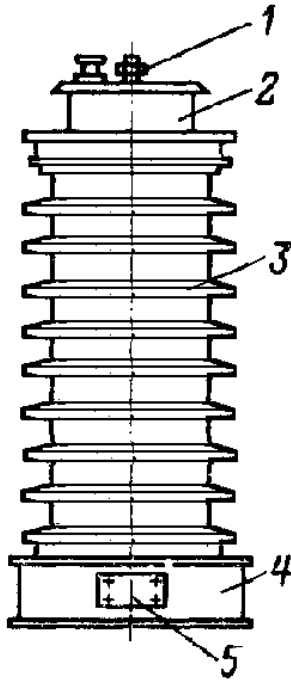


Рис. 11.29. Трансформатор напряжения на 110 кВ: 1 – ввод высокого напряжения; 2 – масло-расширитель; 3 – фарфоровая рубашка; 4 – основание; 5 – коробка выводов низкого напряжения

Трансформатор напряжения КНФ-110 имеет двухстержневой магнитопровод, на каждом стержне которого располагается обмотка высокого напряжения, рассчитанная на половину фазного напряжения. Обмотка низкого напряжения рассчитана на стандартное напряжение 100 В.

11.5. Выбор аппаратов высокого напряжения

Все аппараты выбирают по климатическому исполнению и категории применения, конструктивным особенностям. Выбор *разъединителей, короткозамыкателей, отделителей* производится по следующим параметрам:

по номинальному напряжению

$$U_{\text{ном.за}} \geq U_{\text{ном.эу}}; \quad (11.7)$$

по току продолжительного режима

$$\begin{aligned} I_{\text{ном.за}} &\geq I_{\text{пр}}; \\ I_{\text{ном.за}} &\geq I_{\text{мах}}. \end{aligned} \quad (11.8)$$

За максимальное значение тока $I_{\text{мах}}$ принимают ток послеаварийного режима, который возникает при отключении одной из параллельных ветвей:

по термической стойкости

$$(I_{\text{терм.за}})^2 t_{\text{терм.за}} \geq B_{\text{к}}, \quad (11.9)$$

где $I_{\text{терм.за}}$ – ток термической стойкости аппарата, приводится в справочных материалах на аппараты; $t_{\text{терм.за}}$ – время протекания тока термической стой-

кости аппарата, приводится в справочных материалах. Для большинства аппаратов $t_{\text{терм.эа}} = 4$ с при $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ, $t_{\text{терм.эа}} = 3$ с при $U_{\text{ном}} \geq 110$ кВ; $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания за время его протекания через аппарат.

по электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин.эа}} \geq i_{\text{уд}}, \quad (11.10)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударное значение тока КЗ в цепи аппарата;

При выборе короткозамыкателей проверка по току продолжительного режима не производится.

Выключатели дополнительно проверяют по включающей и отключающей способности

$$\begin{aligned} i_{\text{вкл.в}} &\geq i_{\text{уд}}; \\ i_{\text{вкл.в}} &\geq I_{\text{к}}, \end{aligned} \quad (11.11)$$

$$I_{\text{отк.в}} \geq I_{\text{к}}? \quad (11.12)$$

где $i_{\text{уд}}$ – ударное значение тока КЗ в цепи выключателя; $I_{\text{к}}$ – действующее значение тока КЗ.

Высоковольтные предохранители выбирают:

по номинальному напряжению

$$U_{\text{ном.п}} \geq U_{\text{ном.эу}}, \quad (11.13)$$

по номинальному току

$$I_{\text{ном.п}} \geq I_{\text{ном.пв}} \geq I_{\text{мах}}, \quad (11.14)$$

где $I_{\text{ном.пв}}$ – номинальный ток плавкой вставки;

по отключающей способности

$$I_{\text{ном.отк}} \geq I_{\text{к}}. \quad (11.15)$$

Измерительные трансформаторы выбирают по классам точности с учетом фактической нагрузки их вторичных обмоток.

$$Z_{2\text{н}} > Z_2; \quad S_{2\text{н}} > S_2. \quad (11.16)$$

Обычно по допустимым сопротивлениям выбирают трансформаторы тока, по допустимым мощностям – трансформаторы напряжения.

Изоляторы РП, на которых крепят шины, проверяют по допустимой механической нагрузке $F_{\text{доп}}$, действующей на изолятор

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{расч}}, \quad (11.17)$$

где $F_{\text{расч}}$ – сила, действующая на изолятор.
Для проходных изоляторов

$$F_{\text{доп}} \geq F_{\text{разр}}, \quad (11.18)$$

где $F_{\text{разр}}$ – разрушающая сила (определяется по каталогу).

11.6. Аппараты распределения электроэнергии низкого напряжения и управления

Автоматические выключатели. Наиболее распространенными аппаратами распределения электроэнергии при напряжении до 1000 В являются автоматические выключатели. Автоматические выключатели низкого напряжения предназначены для проведения и оперативной коммутации токов в нормальном режиме. Они предназначены также для автоматической защиты электрических сетей и оборудования от аварийных режимов (коротких замыканий и перегрузок, снижения и исчезновения напряжения, изменения направления тока и гашения магнитного поля мощных генераторов).

Автоматические выключатели применяются в цепях переменного и постоянного тока. Они устанавливаются в распределительных устройствах низкого напряжения трансформаторных подстанций, в комплектных распределительных пунктах низкого напряжения и непосредственно у электроприемников.

В зависимости от их назначения и области применения автоматические выключатели делятся на:

- *селективные и неселективные.* Селективные выключатели обеспечивают избирательность защиты от сверхтоков. Выключатели, находящиеся ближе к источнику питания, должны срабатывать при автоматическом отключении с некоторой выдержкой времени;

- *токоограничивающие и нетокоограничивающие.* Токоограничивающие выключатели срабатывают до достижения максимального значения тока КЗ. Время срабатывания нетокоограничивающих выключателей составляет 20–40 мс, токоограничивающих – менее 10 мс;

- *быстродействующие и небыстродействующие.* Быстродействие обеспечивается конструкцией контактной системы или электропривода, а также условиями для быстрого гашения электрической дуги;

- *автоматические выключатели* обратного тока, срабатывающие только при изменении направления тока в защищаемой цепи.

По виду привода контактной системы выключатели делятся:

- с ручным приводом;
- с двигателем (электродвигательным, электромагнитным).

По числу полюсов: одно-, двух- и трехполюсные.

Выключатели для автоматического отключения снабжаются *расцепителями*:

- тепловыми;

- электромагнитными;
- электронными (полупроводниковыми).

Расцепитель является основным встроенным элементом выключателя, который контролирует состояние цепи и выдает команду на отключение при наличии ненормальных режимов. *Электромагнитные расцепители* выполняют функции защиты цепи от больших перегрузок по току или от КЗ. *Тепловые расцепители* предназначены для защиты в области перегрузок, в $1,15 \div 1,35$ раз превышающих номинальный ток. *Полупроводниковые расцепители* имеют широкий спектр выполняемых защитных функций (защита от КЗ, перегрузок по току) с большими возможностями регулировки.

Минимальные и нулевые расцепители выполняют защитные функции от понижения напряжения в сети. Например, минимальный расцепитель обеспечивает отключение выключателя при напряжении $70 \div 35\%$ номинального, а нулевой расцепитель – при $35 \div 10\%$ номинального. Минимальные расцепители часто используются для дистанционного отключения выключателя.

Независимые расцепители служат для дистанционного управления (отключения) автоматическим выключателем.

Автоматические выключатели характеризуются следующими основными характеристиками:

- номинальным напряжением;
- номинальным током;
- номинальным током отключения;
- номинальным током расцепителя. *Номинальным током расцепителя* называется наибольший ток, при длительном прохождении которого не наступает срабатывания расцепителя;
- временем отключения.

Выключатели серии ВА50. Самыми распространенными автоматическими выключателями в настоящее время являются выключатели серии ВА50 на номинальные токи от 25 до 2000А. Серию выключателей можно разделить на три отрезка: 10 – 100 А; 160 – 630 А и 1000 – 2000А. Внутри серии выделяются конструктивные исполнения:

51 – нетокоограничивающие с электромагнитными и тепловыми расцепителями или только с электромагнитными расцепителями;

52 – токоограничивающие с электромагнитными и тепловыми расцепителями или только с электромагнитными расцепителями;

53 – токоограничивающие неселективные с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями;

54 – токоограничивающие высокой коммутационной способности с полупроводниковыми и электромагнитными расцепителями;

55 – селективные с полупроводниковыми расцепителями;

56 – без максимальных расцепителей.

По способу установки выключатели делят на: стационарные и выдвижные; по виду привода – с ручным и электромагнитным приводом; по способу присоединения внешних проводников – с передним и задним присоединением.

На рис. 11.30 приведена конструкция выключателя ВА53 на номинальный ток 1000А. В корпусе выключателя 16 размещены три полюса. Подвижные контакты 15, закрепленные на изоляционной траверсе 8, связаны с механизмом управления. В каждом полюсе имеется контактная система, дугогасительная система. Коммутирующее устройство выключателя состоит из неподвижного контакта 7 с выводами 4, малоподвижного контакта 18, связанного осью с неподвижным контактом и подвижного контакта 15. Подвижный контакт 15 гибкой связью 9 соединяется с шиной 10, к которой крепится вывод 11. Выводы выключателя имеют исполнение для заднего присоединения внешних проводников (рис. 11.30) или для переднего присоединения (вверх от неподвижного контакта и вниз от подвижного контакта).

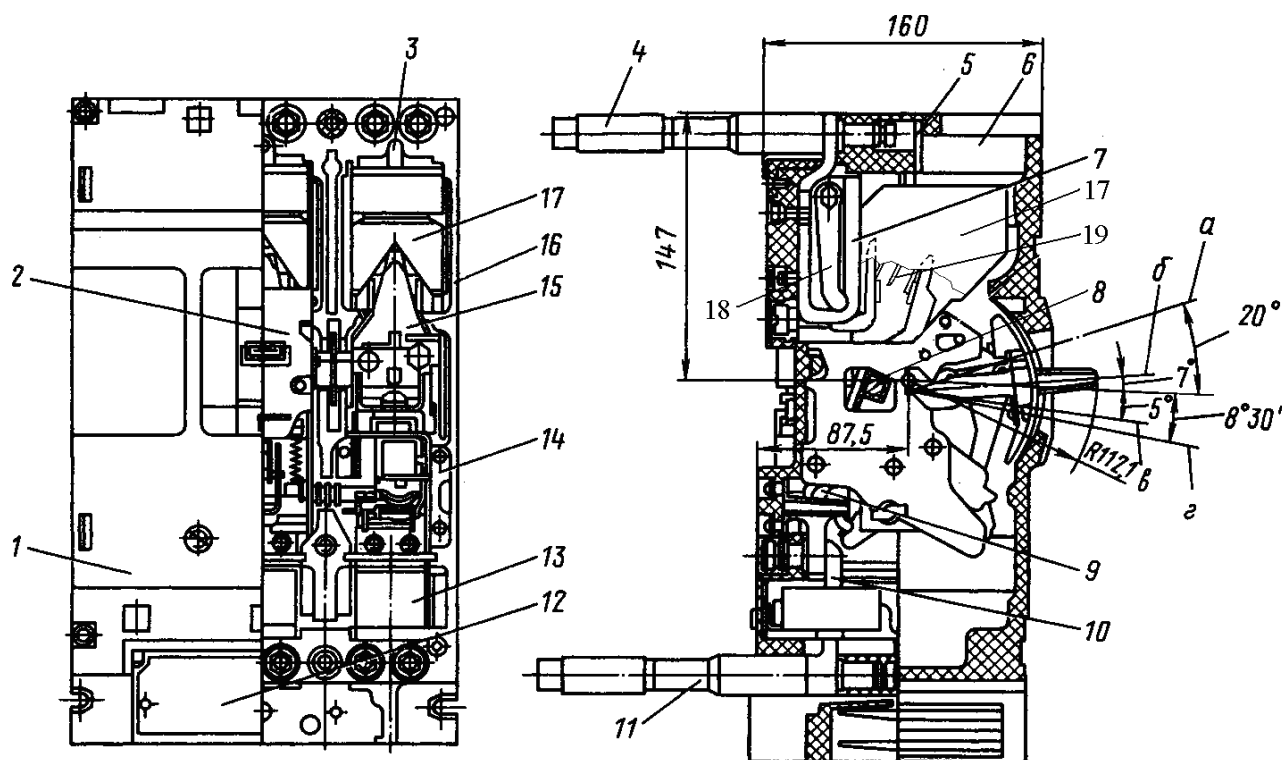


Рис. 11.30. Выключатель ВА53 – 41. Положения рукоятки управления: *а* – включено; *б* – отключено автоматически; *в* – отключено вручную; *г* – взведено:
 1 – крышка; 2 – механизм управления; 3 – винт крепления дугогасительной камеры; 4, 11 – выводы; 5 – пластина; 6 – искрогаситель; 7 – неподвижный контакт; 8 – изоляционная траверса; 9 – гибкая связь; 10 – шина; 12 – полупроводниковый блок максимального реле; 13 – трансформатор тока; 14 – электромагнит отключения; 15 – подвижный контакт; 16 – корпус; 17 – дугогасительная камера; 18 – малоподвижный контакт; 19 – пластина дугогасительной камеры

Дугогасительные камеры 17 расположены над контактами каждого полюса выключателя и представляют собой набор стальных пластин 19, установленных в изоляционных пластинах. Камеры крепятся к корпусу 16 винтами 3. Над камерами в крышке 1 устанавливаются искрогасители 6 и удерживаются пластиной 5.

Механизм управления выполнен на принципе ломающихся рычагов и устроен так, что обеспечивает моментное замыкание и размыкание подвижных контактов *15* с малоподвижными контактами *18* при оперативном управлении, а также моментное размыкание при автоматическом срабатывании от любого из расцепителей, моментное замыкание при автоматическом срабатывании от устройств автоматики.

При превышении значения уставки по току срабатывания любого расцепителя в зоне перегрузки или короткого замыкания, срабатывает соответствующий расцепитель и выключатель отключается. По положению рукоятки можно определить, в каком состоянии находится выключатель – во включенном или отключенном.

Электронный расцепитель состоит из блока полупроводникового максимального реле (БПР) *12*, измерительных элементов *13* и выходного электромагнита (электромагнита отключения) *14*. В качестве измерительных элементов *13* у выключателей переменного тока применяются нестандартные трансформаторы тока, а у выключателей постоянного тока – магнитные усилители и блок гасящих резисторов. На лицевой стороне БПР *12* имеются гнезда и перемычки для регулирования параметров расцепителя.

При возникновении тока перегрузки полупроводниковый расцепитель срабатывает с обратной зависимой от тока выдержкой времени и выдает сигнал на электромагнит отключения *14*.

При КЗ в защищаемой цепи БПР выдает сигнал на отключение без выдержки времени для токоограничивающих выключателей или с выдержкой времени для селективных выключателей.

В селективных выключателях применяется однопетлевой (АВ серии «Электрон»), или двухпетлевой электродинамический компенсатор (ВА50, АЗ700).

На рис 11.31 приведена схема двухпетлевого компенсатора.

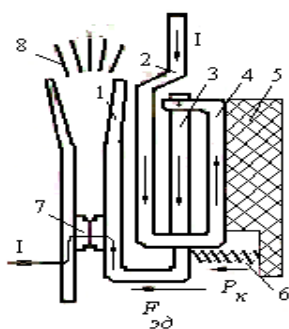


Рис. 11.31. Схема двухпетлевого электродинамического компенсатора: *1* – дугогасительный рог подвижной скобы *3* с малоподвижным контактом; *2* – элемент неподвижной скобы *4*; *5* – изоляционное основание; *6* – пружина; *7* – подвижный контакт; *8* – дугогасительная камера; $F_{эд}$ – электродинамическая сила; P_k – сила контактного нажатия, создаваемая пружиной

При КЗ токи в элементах *2* и *3* протекают в одном направлении. Электродинамическая сила $F_{эд}$, действующая на подвижную скобу *3*, несущую главный контакт *7*, совпадает по направлению с силой пружины, создающей контактное нажатие P_k . Подвижный контакт *7* после срабатывания расцепителя максимального тока начинает движение на размыкание. Подвижная скоба *3* также начинает движение вслед за подвижным контактом *7*, задерживая его размыкание и увеличивая выдержку времени на размыкание. Двухпетлевой компенсатор выполняет две функции: компенсирует силы отброса размыкаемых контактов при

коротком замыкании и увеличивает выдержку времени на размыкание, обеспечивая условие селективности. Гашение дуги, возникающей при размыкании контактов, происходит в дугогасительной камере 8.

У токоограничивающих выключателей контактная система выполнена с двухпетлевым электродинамическим ускорителем. Токоограничение достигается путем отброса малоподвижного контакта в первый полупериод (0,001 – 0,005 с) и введения в цепь дополнительного сопротивления дуги. Повторно контакты не замыкаются, так как быстродействующий электромагнитный расцепитель обеспечит отключение выключателя. Предельная коммутационная способность и электродинамическая стойкость токоограничивающих выключателей повышаются в десятки раз.

При отключении КЗ на ответвлениях выдержка времени, необходимая для селективных выключателей, не требуется. Выключатели для защиты от таких КЗ называют *неселективными*. Они снабжаются, как правило, электромагнитными расцепителями или тепловыми и электромагнитными расцепителями. Собственное время отключения таких выключателей составляет 20 – 40 мс. Требуется повышение быстродействия выключателей. Отключение выключателей желательно за время не более 10 мс, когда ток КЗ не успевает достичь максимального значения, чтобы снизить на них термические и электродинамические воздействия. Выключатели, удовлетворяющие этим требованиям, являются токоограничивающими. Принцип ограничения тока при отключении короткого замыкания приведен на рис. 11.32.

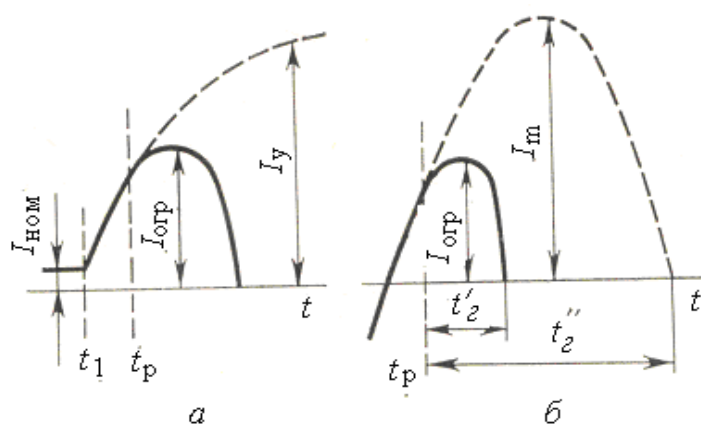


Рис. 11.32. Принцип ограничителя тока короткого замыкания: а – в цепи постоянного тока ($I_{огр} < I_y$); б – в цепи переменного тока ($I_{огр} < I_m$)

До возникновения КЗ в цепи постоянного тока проходит номинальный ток $I_{ном}$. При КЗ под действием расцепителей выключатель отключается. Возникающая при этом на контактах электрическая дуга ограничивает максимальный ток до тока $I_{огр}$, который меньше установившегося тока КЗ I_y (рис. 11.32, а).

При отключении КЗ при переменном токе размыкание контактов происходит при токе $I_{огр}$, который меньше амплитудного значения тока КЗ I_m (рис. 11.32, б). Время горения дуги также сокращается ($t_r' < t_r''$).

Однако ограничение тока в токоограничивающих выключателях происходит не только за счет введения в цепь сопротивления дуги, но и за счет уве-

личения скорости размыкания контактов. Увеличения скорости размыкания контактов достигают путем применения электродинамического ускорителя размыкания (рис. 11.33).

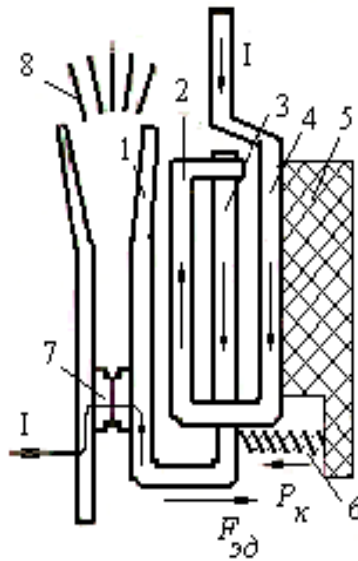


Рис. 11.33. Схема двухпетлевого электродинамического ускорителя: 1, 2, 3 и 4 — токоведущие элементы; 5 — изоляционное основание; 6 — пружина; 7 — подвижный контакт; 8 — дугогасительная камера: $F_{эд}$ — электродинамическая сила; P_k — сила контактного нажатия

В электродинамическом ускорителе токи в токоведущих элементах 2 и 3 направлены встречно, а в элементах 3 и 4 — в одном направлении. Возникающая электродинамическая сила $F_{эд}$ направлена навстречу силе контактного нажатия P_k , которая создается пружиной 6. Подвижный контакт 7 после срабатывания расцепителя максимального тока начинает движение на размыкание. Одновременно подвижная скоба 3 под действием электродинамической силы $F_{эд}$ начинает движение в противоположную сторону, преодолевая сопротивление пружины. При этом скорость размыкания увеличивается, а время на размыкание уменьшается.

Токоограничивающий принцип действия реализован в выключателях серий АЗ700 и ВА-50. Выключатели снабжаются полупроводниковым и электромагнитным расцепителями. При возникновении в защищаемой цепи тока, равного или превышающего уставку по току срабатывания полупроводникового расцепителя в зоне токов перегрузки, полупроводниковый расцепитель выдает сигнал на электромагнит отключения с выдержкой времени, обратно зависимой от тока. При токах КЗ, превышающих уставку по току срабатывания полупроводникового расцепителя, последний выдает сигнал на электромагнит без выдержки времени. Электромагнитный расцепитель настраивается предприятием-изготовителем на определенную уставку по току срабатывания, не подлежащую регулировке.

Токоограничивающие выключатели ВА52 на токи до 250 А состоят из базового нетокоограничивающего выключателя ВА51 и специального токоограничивающего блока, состоящего из контактной системы, размыкающейся при предельных токах, дугогасительных камер и механизма фиксации контактов в отключенном положении. Для последующего отключения эти контакты необходимо вернуть в исходное состояние.

Выключатели ВА51 и ВА52 на токи до 160 А могут применяться для защиты электродвигателей.

В автоматических выключателях ВА50-43 в каждом полюсе применяются по два токовых модуля, каждый из которых имеет контакты, включаемые параллельно. Схема замещения полюса показана на рис 11.34.

При размыкании контактов в процессе отключения электрической цепи на них возникает электрическая дуга. Дуга появляется на первых размыкающихся контактах, но существует она непродолжительно, так как она шунтирована еще не разомкнувшейся парой контактов соседнего модуля того же полюса.

При размыкании второй пары контактов на первой паре контактов появляется напряжение

$$U = iR + L \frac{di}{dt} - M \frac{di}{dt} + U_k, \quad (11.19)$$

где R – активное сопротивление модуля; L – индуктивность одного модуля; M – взаимная индуктивность между модулями одного и того же полюса; U_k – напряжение на контактах; i – ток в цепи.

Для зажигания дуги на второй размыкающейся паре контактов необходимо, чтобы

$$U > U_{д. \min}, \quad (11.20)$$

где $U_{д. \min}$ – минимальное напряжение зажигания дуги.

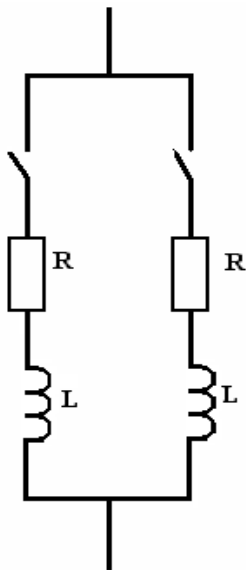


Рис. 11.34. Схема замещения полюса выключателя с параллельными контактами

В связи с тем, что модули одного полюса находятся в одном замкнутом объеме (в одной нише), то вследствие диффузии в межконтактный промежуток разомкнутого модуля паров металла, образующихся при горении дуги в соседнем модуле, уменьшается $U_{д. \min}$ на разомкнутых контактах первого модуля, что способствует повторному зажиганию электрической дуги на этих контактах.

Таким образом, начиная с определенных значений тока, удовлетворяющих (8.14) и (8.15), вплоть до тока предельной коммутационной способности, будут иметься условия существования параллельных дуг. При этом общий ток в полюсе разделяется на два модуля, на две контактно–дугогасительной груп-

пы. Гашение каждой дуги осуществляется в своей дугогасительной камере.

Выключатели ВА-50 имеют ручной и электромагнитный приводы.

Электромагнитный привод выключателя выполнен в виде самостоятельного блока и в зависимости от заказа может устанавливаться на выключатель. Привод работает в пульсирующем режиме и обеспечивает включение и отключение выключателя. Электромагнитный привод позволяет использовать выключатель в режиме автоматического включения резерва (АВР).

Выключатель выдвижного исполнения состоит из выключателя стационарного исполнения, снабженного врубными контактами, установленными на выводах главной цепи выключателя и блокировочного устройства. Выключатель устанавливается в каркас, который крепится в распределительном устройстве.

Кроме автоматических выключателей ВА50 на номинальные токи на токи до 100 А выпускаются выключатели АЕ-1000, АЕ-2000, на ток до 63 А – АК-63, на ток до 50 А – АП-50. Они широко применяются в бытовых электрических сетях и для управления одиночными электроприемниками.

В КТП с трансформаторами мощностью 630 – 1600 кВА применяются выключатели «Электрон» [16].

Неавтоматические выключатели и разъединители. *Неавтоматические выключатели* предназначены для ручного включения и отключения электрооборудования в нормальных режимах при токах, не превышающих номинального значения.

Разъединители предназначены для выполнения коммутационных операций без нагрузки.

Выключатели и разъединители могут выполнять переключение электрических цепей. Такие аппараты называются *переключателями*.

Выключатели, разъединители и переключатели могут быть *врубными* и *пакетными*.

В распределительных устройствах до 1000 В применяются врубные выключатели в пластмассовом корпусе.

Врубными выключателями называются аппараты, имеющие контакты в виде пластин. На рис. 11.35 показана конструктивная схема врубного выключателя ВР32 на токи 100–630 А и напряжение 380 и 660 В переменного тока; 220 и 440 В постоянного тока.

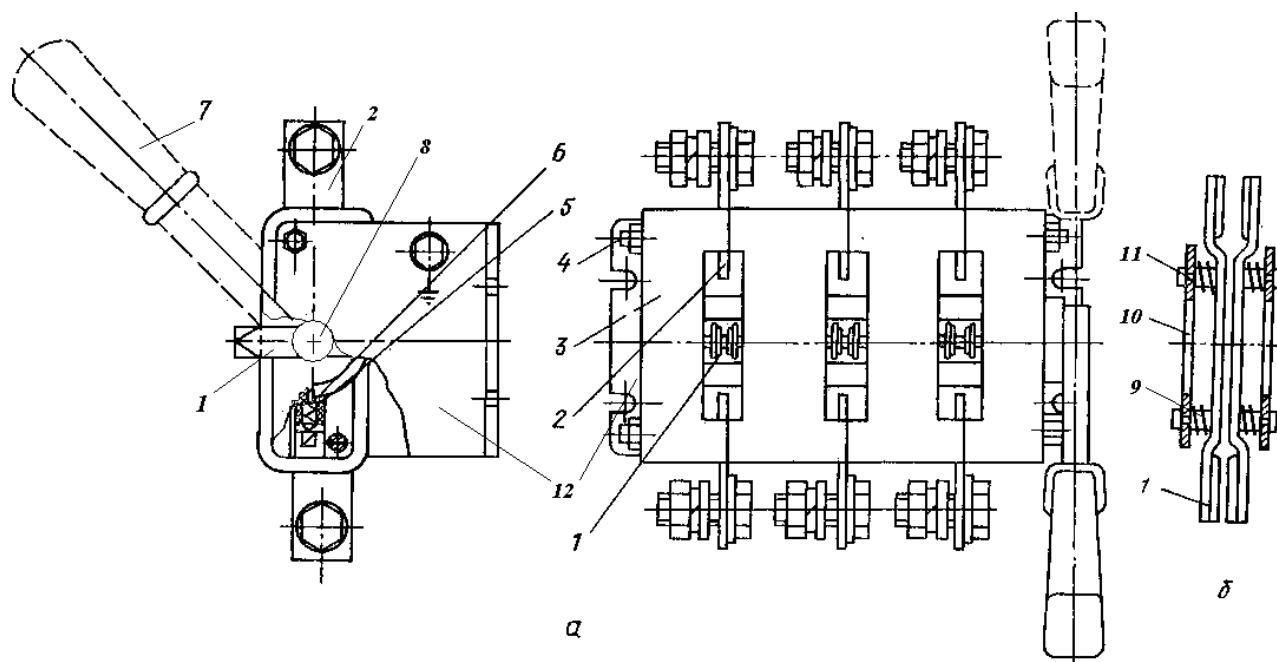


Рис. 11.35. Конструктивная схема трехполюсного выключателя ВР32 на токи 100–630 А: *а* – общий вид; *б* – подвижные контакты: 1 – подвижный контакт; 2 – неподвижный контакт; 3 – клица; 4 – шпилька; 5 – толкатель; 6, 9 – пружина; 7 – рукоятка; 8 – изоляционный вал; 10 – пластина; 11 – стяжка; 12 – щека

Выключатели имеют неподвижные контакты 2 с выводами, собираемые на изоляционных клицах 3 в пакет. Количество пакетов соответствует числу полюсов с добавлением корпуса привода, в котором расположен механизм фиксации, состоящий из двух толкателей 5 и пружин 6, размещенных в пазах. Подвижные контакты 1 собираются в блок, состоящий из двух пластин 10, спиральных пружин 9, создающих контактное нажатие при включенных контактах и стяжек 11. Блок подвижных контактов устанавливается в прорези изоляционного вала 8. Пакеты с контактами и приводом стягиваются шпильками 4 совместно с щеками 12, с помощью которых выключатель крепится на месте монтажа.

Выключатели имеют боковую рукоятку 7 и боковую вынесенную с креплением на торцевой панели РУ; переднюю и переднюю смещенную с креплением на лицевой части торцевой панели РУ.

Электродинамическая стойкость выключателей до – 65 кА.

Гашение дуги без камер осуществляется за счет мгновенного размыкания контактов под действием пружин 6 и обеспечения необходимого раствора контактов.

Пакетные выключатели выполнены в виде пакетов контактов, подключаемых к источнику энергии и к приемнику.

На рис. 11.36 показан пакетный кулачковый выключатель.

На металлическом основании выключателя укреплены два пакета I и II, внутри которых расположены контакты трех полюсов. При повороте рукоятки 9 поворачивается вал 2 и кулачок 3, установленный на валу 2. Подвижные контакты 7 и 8 зависят от положения вала 2 и кулачка 3. Если шток 5 попадает в выемку кулачка, то контакты 7 и 8 замыкаются под действием пружины 6. Если

шток 5 попадает на выступ кулачка, то контакты 7 и 8 размыкаются. Возникшая дуга гасится в закрытом объеме герметизированного корпуса 4 из изоляционного материала. Внешняя сеть подключается к выводам I. К соответствующей им паре выводов подключается электроприемник.

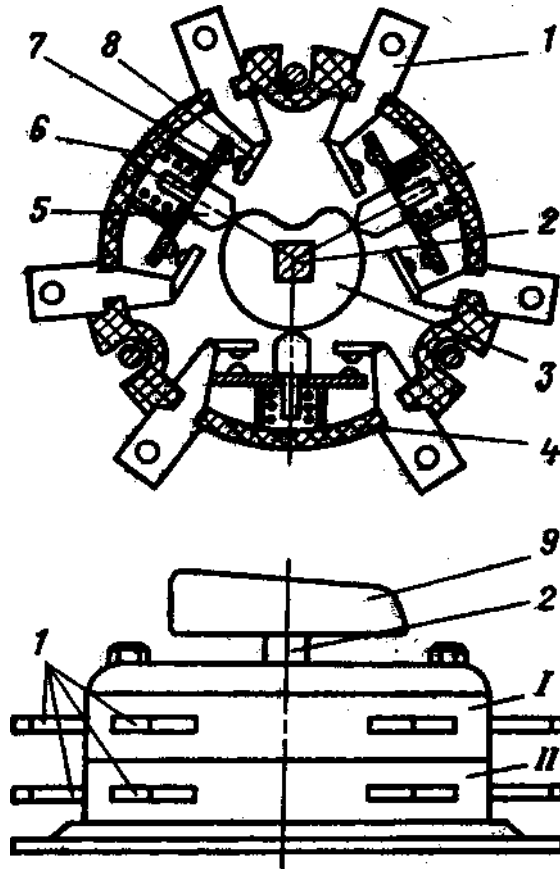


Рис 11.36. Пакетный кулачковый выключатель: I – вывод; 2 – вал; 3 – кулачок; 4 – корпус; 5 – шток; 6 – пружина; 7, 8 – контакты; 9 – рукоятка

Пакетные выключатели применяются одно-, двух- и трехполюсными на номинальные токи 16–400 А постоянного тока при напряжении до 440 В постоянного тока и 63–250 А переменного тока при напряжении 380 В. Пакетные переключатели имеют большее количество контактов в пакете.

Пакетные кулачковые переключатели (рис. 11.37) применяются в цепях управления и сигнализации коммутационными аппаратами на напряжение выше 1 кВ. Они устанавливаются на пультах и панелях управления распределительных щитов и называются ключами управления. Они бывают с самовозвратом (под действием пружин) и с принудительным возвратом в исходное положение. Ключ имеет три положения: включить, отключить и нейтральное положение.

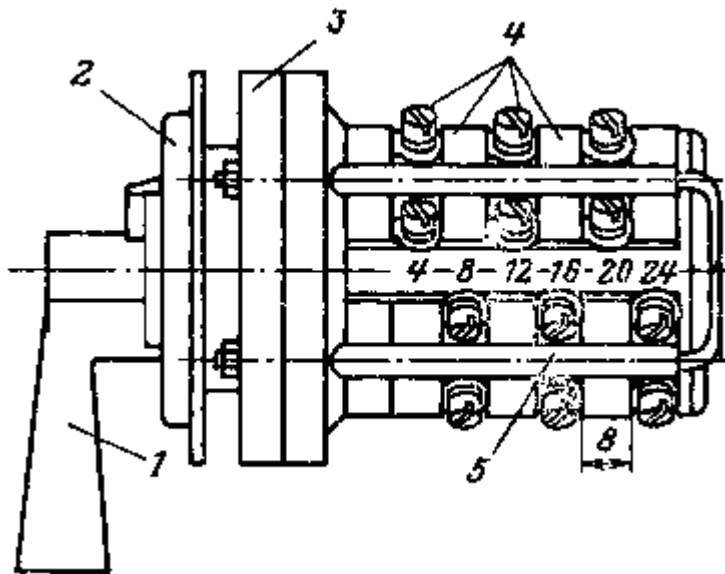


Рис. 11.37. Пакетный ключ управления: 1 – рукоятка; 2 – фланец; 3 – механизм фиксации; 4 – контактный пакет; 5 – стяжная шпилька

Ключ с помощью фланца 2 крепится к панели щита с помощью стяжных шпилек 5. Он содержит несколько наборов контактных пакетов 4 по числу цепей управления, блок механизма возврата и фиксации 3. Управляется ключ рукояткой 1. Замыкание и размыкание контактов происходит под воздействием кулачков.

В цепях управления широко применяются путевые (конечные) контактные выключатели, которые замыкают или размыкают цепь под действием перемещаемых частей управляемого механизма.

Аппараты управления электроприводами и технологическими установками. Для управления приводами и технологическими установками применяются контакторы и магнитные пускатели.

Контактор – это электрический аппарат, предназначенный для коммутации силовых электрических цепей как при номинальных токах, так и при токах перегрузки. Применяются для управления электроприемниками. Наибольшее распространение получили контакторы, в которых замыкание и размыкание контактов осуществляется под воздействием электромагнитного привода. Контакторы бывают постоянного и переменного тока.

Магнитный пускатель – это электрический аппарат, предназначенный для пуска, остановки, реверсирования и защиты электродвигателей. Его практически единственное отличие от контактора – наличие устройства защиты (обычно – тепловое реле) от токовых перегрузок.

Контакторы и магнитные пускатели характеризуются некоторыми общими показателями.

Собственное время отключения – время от момента обесточивания электромагнита до момента размыкания контактов.

Для лучшего использования аппаратов в реальных условиях работы контакторы и магнитные пускатели разделяются по категориям применения. Определены четыре основные категории применения переменного тока (AC1 ÷ AC4) и пять категорий применения постоянного тока (DC1 ÷ DC5).

Категория применения определяет область применения электрического аппарата в зависимости от характера нагрузки и условий эксплуатации. В категории применения указываются режимы нормальных (частых) и редких коммутаций. Определяется характер нагрузки (активная, индуктивная, слабоиндуктивная), характеризующий каждую категорию применения.

Контакторы. Основными техническими параметрами контактора являются его механическая и коммутационная износостойкость, номинальный ток главных контактов, предельный отключаемый ток, номинальное напряжение отключаемой цепи, допустимое число включений в час и собственное время включения и отключения. В современных контакторах механическая износостойкость достигает 10–20 млн операций.

Конструктивная схема контактора и принцип его действия рассматриваются на примере контактора КПВ–600 (рис. 11.38).

Неподвижный контакт 1 механически и электрически связан со скобой 2, являющейся дугогасительным рогом, направляющим дугу. К скобе 2 присоединен один конец дугогасительной катушки 3, второй конец которой с выводом 4 закреплен в электроизоляционном основании 5 и является одним из двух выводов контактора. Основание 5 жестко укреплено на стальной скобе 6, являющейся основной несущей деталью для электромагнитного привода и подвижной контактной системы. Подвижный контакт 7 может поворачиваться относительно опорной точки 8. Вывод 9 соединен с подвижным контактом 7 гибкой связью 10. С подвижным контактом 7 электрически связан другой дугогасительный рог 11. Контактное нажатие создается пружиной 12, а возвратная пружина 13 предназначена для размыкания контактов и возврата привода в исходное положение.

При размыкании контактов на них появляется электрическая дуга 14, которая попадает в магнитное поле между пластинами 15 магнитопровода системы магнитного дутья, который создается катушкой 3 и охватывающих камеру с обеих сторон пластинами. Под воздействием этого поля дуга перемещается в камеру, ее опорные точки переходят на дугогасительные рога, дуга растягивается, охлаждается и гаснет. В данном контактно-дугогасительном устройстве применена система последовательного магнитного дутья.

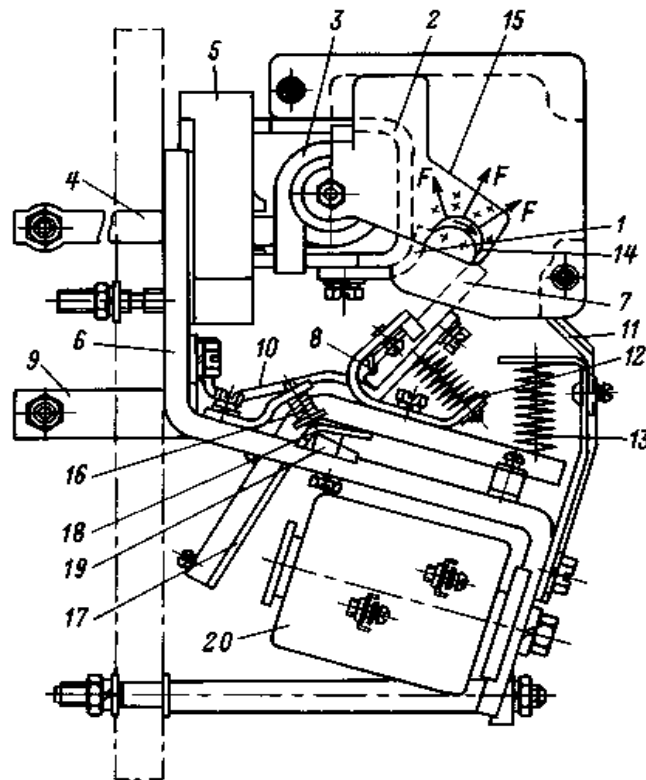


Рис.11.38. Конструктивная схема контактора КПВ: 1 – неподвижный контакт; 2, 6, 18 – скоба; 3 – дугогасительная катушка; 4, 9 – вывод; 5 – изоляционное основание; 7 – подвижный контакт; 8 – опорная точка; 10 – гибкая связь; 11 – дугогасительный рог; 12, 13, 16 – пружина; 14 – электрическая дуга; 15 – пластина системы магнитного дутья; 17 – якорь; 19 – призма; 20 – катушка

Электромагнитный привод контактора включает в себя обмотку 20 с магнитопроводом и якорь 17. Якорь может поворачиваться на призме 19, прижимаемый к скобе 18 пружиной 16. При подаче напряжения на катушку 20 якорь 17, преодолевая противодействие возвратной пружины 13, начинает притягиваться к магнитопроводу. При определенном зазоре между якорем и магнитопроводом происходит соприкосновение контактов 7 и 1. Дальнейшее сближение якоря и магнитопровода влечет за собой поворот контакта 7 относительно опорной точки 8 (в направлении по часовой стрелке) и сжатие контактной пружины 12. Этим обеспечивается создание так называемого провала контактов.

Электромагнитный привод контактора характеризуется тяговой характеристикой электромагнита, которая должна во всех точках идти выше характеристики противодействующих усилий при минимально допустимом напряжении.

На рис. 11.39 показан общий вид *контактора переменного тока* КТ-6000 [16]. Подвижный контакт 1 с пружиной 2 укреплен на рычаге 3. Подвижный контакт 1 (на общем виде – три подвижных контакта 1) и якорь 4 привода элек-

тромагнита связаны между собой валом 6. Отключение контактора происходит под действием контактных пружин и массы подвижных частей.

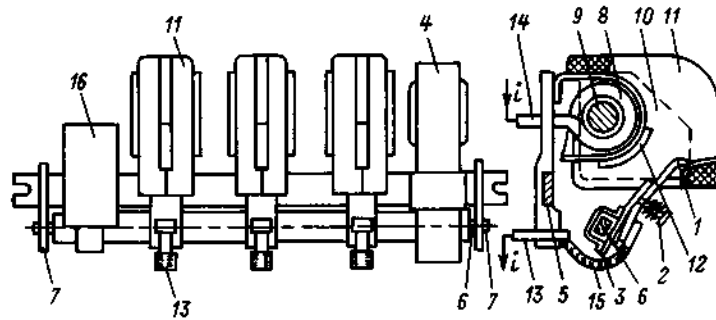


Рис. 11.39. Контактор переменного тока КТ-6000: 1 – подвижный контакт; 2 – пружина; 3 – рычаг; 4 – якорь; 5 – рейка; 6 – вал; 7 – подшипник; 8 – катушка; 9 – магнитопровод; 10 – пластина; 11 – дугогасительная камера; 12 – неподвижный контакт; 13, 14 – выводы; 15 – гибкая связь; 16 – блок вспомогательных контактов

Контактная пружина 2 так же, как и в контакторах постоянного тока, имеет предварительное нажатие, на 30–50% меньше конечного контактного нажатия. Все детали аппарата укреплены на изоляционной рейке 5. Рычаг 3 подвижного контакта 1 укреплен на валу 6, покрытом изоляционным материалом. Вал вращается в подшипниках 7. Система дугогашения состоит из последовательной катушки 8, магнитопровода 9, полюсных пластин 10 и дугогасительной камеры 11. Обмотка 8 включена в цепь последовательно с неподвижным контактом 12 и подвижным контактом 1. Главные контакты подключаются к внешней электрической цепи выводами 13 и 14. Подвижный контакт 1 соединяется с выводом 13 при помощи гибкой связи 15. Блок вспомогательных контактов 16 приводится в действие валом 6. Крепление всех деталей на рейке позволяет использовать контактор в комплектных станциях реечной конструкции и сократить объем и массу станции управления. Допустимое число включений контактора достигает 1200 в ч., коммутируемый ток – до 1000 А, номинальное напряжение – 380 и 660 В.

Контакторы во включенном положении могут не только удерживаться электромагнитом включения, но и запираются защелкой. Для отключения контактора необходимо подать напряжение на электромагнит отключения. Контактор с защелкой уменьшает потери электроэнергии.

Контакторы с бездуговой коммутацией. На базе контакторов КТ600, КТП6000 созданы контакторы КТ60 и КТП60 (гибридные) с бездуговой коммутацией на напряжение 380 и 660 В и токи 100, 160, 250 А. В них сочетаются контактные и бесконтактные полупроводниковые элементы (рис. 11.40).

Параллельно главным контактам K включены встречно-параллельно тиристоры $VT1$ и $VT2$. Управление тиристорами осуществляется от трансформатора тока T , первичной обмоткой которого является токоведущая шина контактора. Вторичные обмотки подключены через диоды $VD1$ и $VD2$ к управляющим цепям тиристоров. Когда контактор включен ток проходит только по контактам K , так как падение напряжения на них очень мало и гораздо ниже порогового напряжения вольт-амперной характеристики тиристоров. При отключении контакторов ток проходит по цепи тиристора, находящегося в открытом состоянии под действием сигнала, поступающего от трансформатора T . При этом дуга на контактах не загорается, так как напряжение на тиристоре значительно меньше напряжения зажигания дуги.

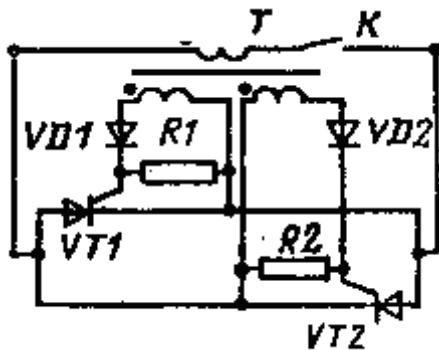


Рис. 11.40. Принципиальная схема контактора электромагнитного переменного тока КТ60 с бездуговой коммутацией: K – контакт контактора; $R1$, $R2$ – резисторы; T – трансформатор тока; $VD1$, $VD2$ – диоды; $VT1$, $VT2$ – тиристоры

Гибридные контакторы обладают высокой надежностью, износостойкостью. Электрическая износостойкость таких контакторов – 5 млн. циклов. Контакторы выдерживают сквозной ток короткого замыкания 20 кА.

Герсиконовые контакторы КМГ–13 и КМГ–14 созданы на базе герсиконов КМГ–12 – магнитоуправляемых герметичных силовых контактов, размещенных в герметичном керамическом корпусе, заполненном защитным газом. Контакторы обладают повышенной надежностью и коммутационной износостойкостью. Номинальный ток 6,3 А при напряжении 380–400 В. Широко внедряются в технических устройствах.

Магнитные пускатели. Магнитные пускатели состоят из электромагнитного контактора, встроенных тепловых реле, главных и вспомогательных контактов. По назначению пускатели выпускаются для управления электродвигателями при неизменном направлении вращения (нереверсивные) и для управления электродвигателями при переменных направлениях вращения (реверсивные). Реверсивные пускатели могут иметь исполнения с электрической блокировкой, либо с электрической и механической блокировкой. Магнитные пускатели встраиваются в оболочки, обеспечивая защиту людей от напряжения, а пускатель – от попадания посторонних предметов и воды. Пускатели применяются для управления электродвигателями с короткозамкнутым ротором мощностью до 100 кВт при напряжении до 660 В.

Тепловые реле встраиваются для защиты электрических цепей от длительного протекания токов перегрузки. Широко применяются аппараты тепловой защиты с термобиметаллическими исполнительными механизмами. Термобиметаллический элемент содержит биметаллическую пластину, состоящую из

двух материалов с различными температурными коэффициентами линейного расширения жестко соединенных друг с другом. При нагреве пластины изгибаются и воздействуют на отключающий механизм, что приводит к отключению магнитного пускателя и защите электрооборудования.

В некоторых тепловых реле (например, в реле ТРН-10, ТРН-25 и др.) нагревательные элементы выполняются сменными, что значительно расширяет диапазон рабочих токов.

Реле серии РТЛ имеет трехполюсное исполнение, механизм для ускорения срабатывания при обрыве фазы. Реле рассчитано на номинальные токи до 200 А, предназначено для комплектации пускателей серии ПМЛ и имеет высокое быстродействие. Реле серии РТТ (для магнитных пускателей серии ПМА) рассчитано на номинальные токи до 630 А.

По виду электромагнитного привода пускатели бывают с прямоходовым и с поворотным якорем. На рис.11.41 показана конструктивная схема магнитного пускателя с прямоходовым якорем. К таким пускателям относятся ПМЕ-М.

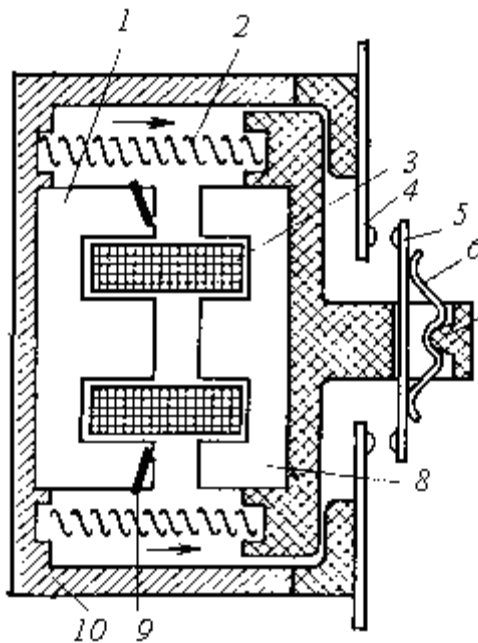


Рис.11.38. Конструктивная схема магнитного пускателя с прямоходовым якорем:
1 – сердечник магнитопровода; 2 – пружина; 3 – катушка; 4 – неподвижный контакт; 5 – подвижный контакт; 6 – ленточная пружина; 7 – опорный выступ; 8 – якорь; 9 – короткозамкнутый виток; 10 – корпус

В корпусе 10 устанавливается магнитопровод 1 с обмоткой управления 3. При отсутствии напряжения на катушке 3 якорь 8 под действием сил пружин 2 находится в отпущенном состоянии и удерживает контактную систему в отключенном положении. При подаче напряжения на катушку 3 якорь 8 притягивается к сердечнику 1, при этом подвижные контакты 5 замыкаются с неподвижными контактами 4. Нажатие на контактах создается ленточной пружиной 6, опирающейся на опорный выступ 7. С целью снижения вибрации якоря на полюсе сердечника 1 магнитопровода устанавливается короткозамкнутый виток 9. Для отключения пускателя достаточно снять напряжение с катушки 3. Возникающая при отключении дуга гасится за счет быстрого увеличения раствора контактов.

На рис.11.42 показана конструктивная схема магнитного пускателя с поворотным якорем. Поворотный якорь имеют пускатели ПАЕ.

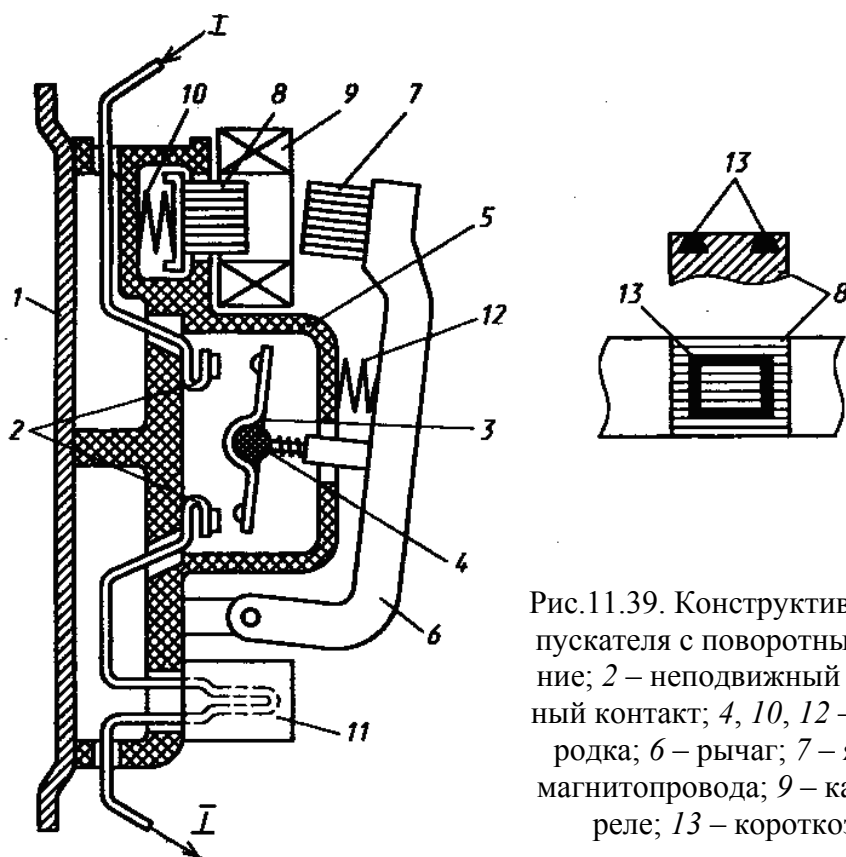


Рис.11.39. Конструктивная схема магнитного пускателя с поворотным якорем: 1 – основание; 2 – неподвижный контакт; 3 – подвижный контакт; 4, 10, 12 – пружина; 5 – перегородка; 6 – рычаг; 7 – якорь; 8 – сердечник магнитопровода; 9 – катушка; 11 – тепловое реле; 13 – короткозамкнутое кольцо

Магнитный пускатель собирается на металлическом основании 1. Неподвижные контакты 2 располагаются внутри изоляционных камер, образованных перегородками 5. Токовод неподвижных контактов имеет петлеобразную форму, чтобы увеличить электродинамические силы и исключить образование «стоячей» дуги между контактами. Подвижные контакты 3 в виде мостиков установлены на рычаге 6, на конце которого крепится якорь 7 электромагнитного привода. Нажатие на контактах создается пружинами 4. Неподвижный сердечник 8 магнитопровода с катушкой 9 установлен на пружинах 3, создающих амортизацию при включении якоря. В пускатель встраивается тепловое реле 11.

Включение контактора происходит при подаче напряжения на катушку 9. Якорь 7 притягивается к сердечнику 8 и контакты 3, закрепленные на рычаге 6, замыкают главную цепь. Для устранения вибрации якоря на сердечнике 8 размещены короткозамкнутые кольца 13. Для предохранения подвижной части от резких ударов при включении применена амортизирующая пружина 10.

Отключение контактора происходит при снятии напряжения с катушки 9. Подвижная система пускателя возвращается в отключенное положение за счет пружины 12 и массы подвижной системы. Возникающая при отключении дуга гасится за счет быстрого увеличения растворов контактов.

Низковольтные плавкие предохранители – это электрические аппараты, предназначенные для защиты электрических сетей и электрооборудования от токов короткого замыкания в электроустановках до 1000 В путем расплавления плавкой вставки. После срабатывания вставки заменяются.

Плавкие предохранители могут выполнять защиту и от токов перегрузки ($1,5 - 2 I_{ном}$), но с нестабильным срабатыванием и с большой выдержкой време-

ни. Преимущественно предохранители используются для защиты от токов короткого замыкания, а для защиты от токов перегрузки в большинстве случаев предпочтение отдается тепловым реле и автоматическим выключателям.

Предохранители изготавливаются на токи до 1000 А и напряжение до 660 В переменного тока и до 440 В постоянного тока.

Принцип защиты электрооборудования предохранителями низкого напряжения аналогичен предохранителям высокого напряжения.

Основной элемент предохранителя – плавкая вставка постоянного или переменного сечения, которая при токах срабатывания сгорает (плавится с последующим возникновением и гашением электрической дуги), отключая электрическую цепь.

По конструктивному исполнению предохранители условно можно разделить на *закрытые* (вставка расположена в закрытом патроне) и *насыпные* (вставка находится в патроне, полностью заполненном мелкозернистым наполнителем).

Наиболее распространенные материалы плавких вставок – медь, цинк, алюминий, свинец и серебро. Медь подвержена сравнительно интенсивному окислению, что может привести к увеличению сопротивления медной вставки и, следовательно, к изменению защитной характеристики предохранителя. Поэтому медные вставки подвергаются лужению (покрываются слоем олова).

В насыпных предохранителях наиболее распространенным наполнителем является кварцевый песок с содержанием оксида кремния SiO_2 не менее 99%. Наилучшим наполнителем по своим дугогасящим свойствам является мел (CaCO_3), который после перегорания вставки в отличие от песка не образует остаточных токопроводящих путей и пригоден для многократного использования. Но мел значительно дороже песка и это ограничивает его широкое применение. Для лучшего использования наполнителя как теплоотводящей и дугогасящей среды в насыпном предохранителе обычно размещены несколько параллельно соединенных вставок, суммарное сечение которых эквивалентно сечению одной вставки предохранителя на тот же рабочий ток.

Наиболее распространенные серии предохранителей: ПН–2 и НПН–2 – на номинальные токи от 6 до 630 А и напряжение 380 В переменного тока; ПП, ПНБ (быстродействующие) – на номинальные токи от 30 до 1000 А и напряжение от 660 В; ПРС (резьбовые, для малогабаритных распределительных устройств) – на токи до 100 А и напряжение до 500 В. Выпускаются также предохранители в комплекте с неавтоматическими выключателями (блок предохранитель – выключатель, БПВ).

На рис. 11.40 показано конструктивное исполнение предохранителя с насыпным наполнителем.

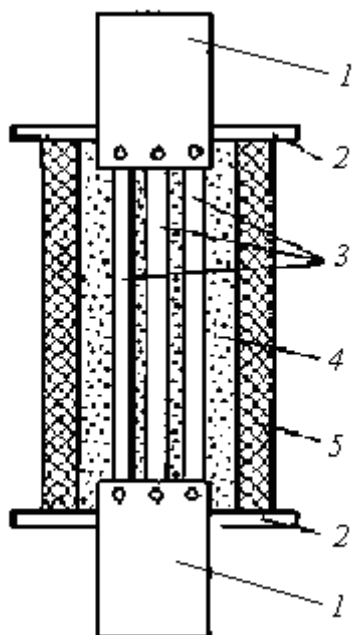


Рис. 11.50. Конструктивная схема плавкого предохранителя с наполнителем: 1 – выводы; 2 – крышка; 3 – плавкая вставка; 4 – кварцевый песок; 5 – фарфоровый корпус (патрон)

В разборном предохранителе с наполнителем (ПН-2) плавкая вставка 3 размещается в фарфоровом корпусе (патроне) 5 и соединяется с выводами 1. Патрон закрывается пластинами 2 и в него засыпается сухой кварцевый песок 4. Плавкая вставка выполняется из медной ленты толщиной 0,1 – 0,3 мм. Для получения эффекта токоограничения вставка имеет сужения и делится на несколько параллельных ветвей, что позволяет облегчить гашение дуги и эффективнее использовать объем наполнителя. На суженные участки напаиваются оловянные шарики. Температура плавления вставки при этом уменьшается.

При КЗ дуга возникает в нескольких параллельных каналах (по количеству параллельных ветвей) охлаждается между зернами кварца, как в узкой щели.

Эффективными предохранителями являются предохранители серии ПП-31 на номинальные токи 63 – 1000 А (предельный ток отключения до 100 кА при напряжении 660 В).

Резьбовые предохранители предназначены для применения в малогабаритных распределительных устройствах при напряжениях до 500 В переменного тока частоты 50 Гц и 440 В постоянного тока. Их номинальные токи – до 100 А, предельная отключающая способность – до 60 кА.

11.7. Выбор электрических аппаратов низкого напряжения

Автоматические выключатели являются самыми распространенными аппаратами защиты сетей и оборудования от перегрузок и коротких замыканий.

Автоматические выключатели рекомендуется выбирать по следующим основным техническим параметрам:

- назначению, области применения и исполнению; роду тока и числу главных контактов; виду привода выключателя; типу присоединения подводя-

щих проводников; способу установки выключателя в низковольтное комплектное устройство; климатическому исполнению, категории размещения и степени защиты; числу общих циклов коммутации и числу коммутаций под нагрузкой;

- типу расцепителя, встроенного в выключатель; номинальному току расцепителя; кратности уставки тока отсечки к номинальному току расцепителя (для максимально-токовых расцепителей);

- номинальной уставке на ток срабатывания теплового расцепителя (для тепловых расцепителей); времени срабатывания теплового расцепителя в режиме перегрузки;

- предельной коммутационной способности выключателя.

Разнообразие технических параметров автоматических выключателей делает их выбор достаточно сложным и трудоемким.

Выбор автоматических выключателей производится по следующим параметрам:

по номинальному напряжению

$$U_{\text{ном. ва}} \geq U_{\text{ном. эу}}; \quad (11.21)$$

по номинальному току

$$\begin{aligned} I_{\text{ном. ва}} &\geq I_{\text{пр}}, \\ I_{\text{ном. ва}} &\geq I_{\text{мах}}, \end{aligned} \quad (11.22)$$

где $I_{\text{пр}}$ – ток продолжительного режима; $I_{\text{мах}}$ – максимальный ток послеаварийного режима;

по номинальному току его расцепителя.

$$\begin{aligned} I_{\text{ном. р}} &\leq I_{\text{ном. ва}}, \\ I_{\text{ном. р}} &\geq I_{\text{мах}}; \end{aligned} \quad (11.23)$$

по отключающей способности

$$I_{\text{отк. ва}} \geq I_{\text{к}}. \quad (11.24)$$

На термическую стойкость выключатель проверяется по тепловому импульсу тока КЗ.

$$(I_{\text{терм. ва}})^2 t_{\text{терм. ва}} \geq B_{\text{к}}, \quad (11.25)$$

где $I_{\text{терм. ва}}$ – ток термической стойкости выключателя, приводится в справочных материалах на аппараты; $t_{\text{терм. ва}}$ – время протекания тока термической стойкости выключателя, приводится в справочных материалах; $B_{\text{к}}$ – тепловой импульс, выделяемый током короткого замыкания за время его протекания через выключатель.

$$B_{\text{к}} = I_{\text{к}}^2 t_{\text{к}},$$

где I_k – ток КЗ; t_k – время КЗ.

На электродинамическую стойкость выключатель проверяется по ударному току КЗ.

$$i_{\text{дин.ва}} \geq i_{\text{уд}} \quad (11.26)$$

Неавтоматические выключатели и разъединители выбираются по конструктивным соображениям и по основным техническим параметрам:

- назначению и области применения;
- конструктивным особенностям;
- режиму работы;
- климатическому исполнению и категории размещения;
- по номинальному напряжению

$$U_{\text{ном.эа}} \geq U_{\text{ном.эу}}; \quad (11.27)$$

- по току продолжительного режима

$$\begin{aligned} I_{\text{ном.эа}} &\geq I_{\text{пр}}, \\ I_{\text{ном.эа}} &\geq I_{\text{мах}}. \end{aligned} \quad (11.28)$$

За максимальное значение тока принимают ток послеаварийного режима, который возникает при отключении одной из параллельных ветвей:

- по термической стойкости

$$(I_{\text{терм.эа}})^2 t_{\text{терм.эа}} \geq B_k, \quad (11.29)$$

где $I_{\text{терм.эа}}$ – ток термической стойкости аппарата, приводится в справочных материалах на аппараты; $t_{\text{терм.эа}}$ – время протекания тока термической стойкости аппарата, приводится в справочных материалах;

- по электродинамической стойкости

$$i_{\text{дин.эа}} \geq i_{\text{уд}} \quad (11.30)$$

Контакторы и магнитные пускатели выбираются для управления электроприемниками и их защиты по следующим основным техническим параметрам [15]:

- назначению и области применения;
- конструктивным особенностям;
- режиму работы;
- климатическому исполнению и категории размещения;
- номинальному напряжению

$$U_{\text{ном. эа}} \geq U_{\text{ном.эу}}; \quad (11.31)$$

- номинальному напряжению катушки электромагнита управления

$$U_{\text{ном. кат}} \geq U_{\text{ном.ц у}}, \quad (11.32)$$

где $U_{\text{ном.ц у}}$ – номинальное напряжение цепи управления.

Предусматривается надежная работа электрических аппаратов при повышении напряжения до $1,1U_{\text{ном}}$, а в цепи управления при его изменении от 0,85 до $1,1U_{\text{ном}}$.

- по номинальному току главной цепи

$$\begin{aligned} I_{\text{ном эа}} &\geq I_{\text{пр}}, \\ I_{\text{ном.эа}} &\geq I_{\text{max}}, \end{aligned} \quad (11.33)$$

где $I_{\text{пр}}$ – ток продолжительного режима; I_{max} – максимальный ток послеаварийного режима;

- по коммутируемому току, который определяется отношением коммутируемого тока к номинальному рабочему току. Этот показатель характеризует коммутационную способность аппарата;

- категории применения. Контакторы и магнитные пускатели могут работать в цепях переменного тока (категория – АС) или постоянного тока (категория – ДС). Они должны работать или в режимах нормальных (частых) коммутаций или редких коммутаций, которые характеризуются коэффициентом мощности цепи переменного тока или постоянной времени цепи постоянного тока;

- механической и коммутационной износостойкости;

Тепловые реле магнитных пускателей выбирается: по типоразмеру и конструктивным особенностям; номинальному напряжению реле $U_{\text{ном}}$; номинальному току реле $I_{\text{ном}}$; номинальному току нагревателя $I_{\text{ном.нагрев}}$.

Номинальный ток нагревателя должен быть равен номинальному току электродвигателя, для защиты которого он предназначен.

$$I_{\text{ном.нагрев}} = I_{\text{ном.дв.}}$$

Предохранители для защиты электрических сетей и электрооборудования выбираются по следующим условиям:

- назначению и области применения;
- конструктивным особенностям;
- режиму работы;
- климатическому исполнению и категории размещения;
- по напряжению

$$U_{\text{ном пр}} \geq U_{\text{ном.эу}}; \quad (11.34)$$

- по номинальному току патрона

$$\begin{aligned} I_{\text{ном.пр}} &\geq I_{\text{пр}}, \\ I_{\text{ном.ва}} &\geq I_{\text{max}}, \end{aligned} \quad (11.35)$$

где $I_{\text{пр}}$ – ток продолжительного режима; I_{max} – максимальный ток послеаварийного режима.

- по номинальному току плавкой вставки

$$I_{\text{ном.пв}} \leq I_{\text{ном.пр}}; \quad (11.36)$$

- по предельно отключаемому току

$$I_{\text{отк}} \geq I_{\text{к}}. \quad (11.37)$$

12. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ

12.1. Назначение релейной защиты и автоматики

В электрических сетях строительных объектов возможны повреждения отдельных элементов. Часто наблюдаются обрывы проводов воздушных линий. Они могут привести к коротким замыканиям между фазами оборудования и однофазным замыканиям на землю. Кроме повреждений в СЭС могут возникать ненормальные режимы, к которым относятся перегрузки, снижение напряжения, снижение частоты, выделение газа или снижение уровня масла в расширителе трансформатора, повышение температуры в элементах электрооборудования. Повреждения и ненормальные режимы могут привести к аварии в СЭС или в ее части, что может повлечь разрушение или выход из строя электрооборудования и недоотпуск электроэнергии. С целью повышения надежности электроснабжения и предотвращения аварий применяются устройства релейной защиты и автоматики (УРЗА).

Основной функцией устройств РЗА является: надежное срабатывание при повреждении защищаемого элемента СЭС.

Устройства автоматики включают в себя устройства автоматического управления и автоматического регулирования. Их функции заключаются в обеспечении нормального режима электроснабжения или его восстановлении при повреждении какого-либо элемента СЭС.

Назначение УРЗА:

- быстро автоматически отключать поврежденный участок от неповрежденной части электрической сети;
- воспринимать ненормальные режимы электрооборудования в СЭС, сообщать о них обслуживающему персоналу путем подачи предупредительного

сигнала или осуществлять автоматическое отключение оборудования с выдержкой времени;

- осуществлять при необходимости автоматическое переключение электроприемников к резервным источникам питания.

Основными требованиями к устройствам релейной защиты (УРЗ) являются: быстродействие, селективность или избирательность, чувствительность, надежность.

Быстродействие – быстрое отключение поврежденного участка, предотвращающее или снижающее объем повреждения, и изменение режима работы электроприемников в неповрежденной части. Если время отключения поврежденного участка составляет $0,04 - 0,15$ с, то защита является быстродействующей.

Допускается время отключения $0,5 - 1,0$ с, т.е. время, за которое напряжение на неповрежденной части ЭС может снизиться до $0,6 - 0,7$ номинального значения. Время срабатывания защиты $t_{сз}$ при токе КЗ $I_{кз}$ показано на рис. 12.1.

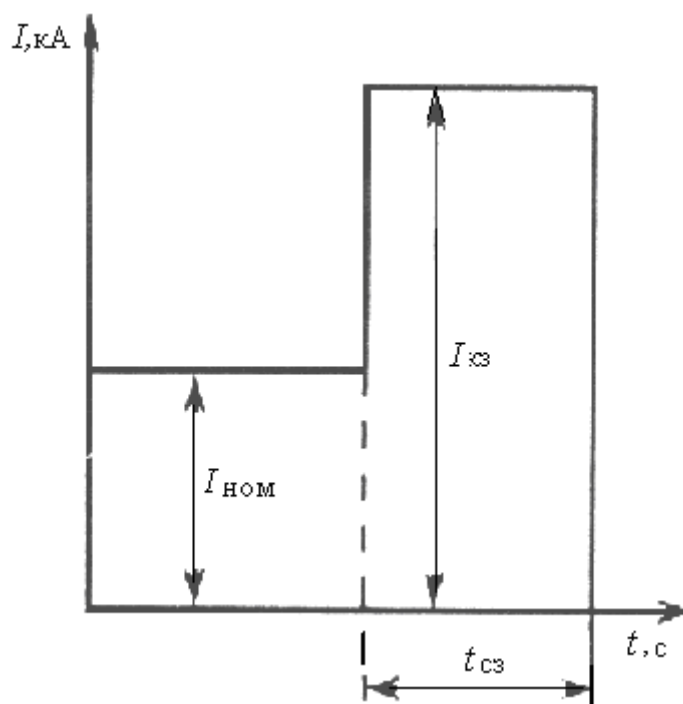


Рис. 12.1. Принцип релейной защиты при коротком замыкании

Селективность или избирательность – способность УРЗ определять место повреждения и отключать только поврежденный участок ближайшим к нему выключателем. Если по какой-либо причине ближайший выключатель не отключится, то должен отключиться следующий выключатель в сторону источника питания. Защиты могут быть с абсолютной и относительной селективностью и неселективные.

Защиты с абсолютной селективностью защищают участок, на котором они установлены. Защиты с относительной селективностью срабатывают при коротком замыкании как на защищаемом участке, так и на смежном участке с

определенной выдержкой времени. Неселективные защиты предусматривают специально. Принцип селективности поясняется на рис. 12.2.

При коротком замыкании в точке $K1$ должен отключиться выключатель $Q1$ с выдержкой времени равной $t_{сз}$, что обеспечивает отключение электроприемника $M1$ и абсолютную селективность. Если выключатель $Q1$ не отключится, а отключится выключатель $Q3$ с выдержкой времени $t_{сз} + \Delta t$, то будет обеспечена относительная селективность. При этом будет отключен от системы электроснабжения и электроприемник $M2$. Если отключится выключатель $Q5$, то потеряют питание все электроприемники. Такая защита является неселективной.

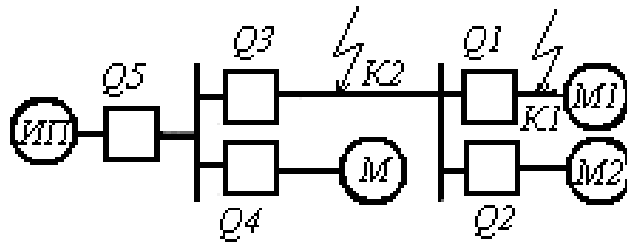


Рис. 12.2. Принцип селективности: ИП – источник питания; $Q1 - Q5$ – выключатели в системе электроснабжения; $M1, M2$ – электроприемники; $K1, K2$ – точки короткого замыкания

Чувствительность – способность релейной защиты реагировать на минимальные изменения контролируемых параметров в СЭС. Чувствительность характеризуется коэффициентом чувствительности.

$$K_{\text{ч}} = \frac{I_{\text{к(мин)}}^{(m)}}{I_{\text{сз}}} \geq 1,5 \div 2,0, \quad (12.1)$$

где $I_{\text{к(мин)}}^{(m)}$ – минимальное значение тока двухфазного короткого замыкания в конце защищаемого участка; $I_{\text{сз}}$ – ток срабатывания защиты, (m) – вид КЗ: 1 – однофазное КЗ, 2 – двухфазное КЗ.

Надежность – свойство защиты правильно и безотказно действовать на отключение поврежденного оборудования или участка ЭС. Надежность обеспечивается применением высококачественных реле, простых и совершенных схем защиты, качеством монтажных работ и технического обслуживания УРЗ.

Основными требованиями к устройствам автоматики являются: быстрдействие, надежность. Устройства релейной защиты и автоматики не должны допускать несрабатывания в ненормальных режимах и ложные срабатывания в нормальных режимах.

12.2. Аппараты релейной защиты и автоматики

Основными аппаратами устройств РЗА являются реле – аппараты автоматического действия, включающие или отключающие электрические цепи защиты и управления под действием различного рода импульсных воздействий

(электрических, световых, тепловых, механических) в зависимости от заданных параметров контролируемой величины, времени. Реле изменяют свое коммутационное состояние скачкообразно (релейно).

В УРЗА применяют различные реле, отличающиеся по принципу действия: электрические, механические, тепловые, электронные (полупроводниковые). Электрические реле реагируют на электрические параметры: ток, напряжение, сопротивление, мощность, частоту, угол сдвига фаз между токами и напряжениями. Механические реле реагируют на неэлектрические величины: давление, скорость истечения воздушных и жидкостных потоков, уровень жидкости, широко применяются в системах охлаждения электрооборудования. Тепловые реле реагируют на количество выделенного тепла или изменение температуры. Электронные (полупроводниковые) реле по своим функциям могут заменить все указанные виды реле.

В устройствах РЗА широко применяются электромеханические реле [17] и реле на элементах вычислительной техники [18].

Классификация реле. По способу включения реле делят на первичные, включаемые непосредственно в цепь защищаемого элемента и вторичные, включаемые через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

По способу воздействия исполнительного органа на выключатель цепи реле делят на реле прямого и косвенного действия. В реле *прямого действия* подвижная система реле механически связана с отключающим устройством коммутационного аппарата (выключателя). Реле *косвенного действия* управляет цепью электромагнита отключения выключателя через исполнительный элемент [17].

Способы включения реле и их воздействия приведены на рис. 12.3.

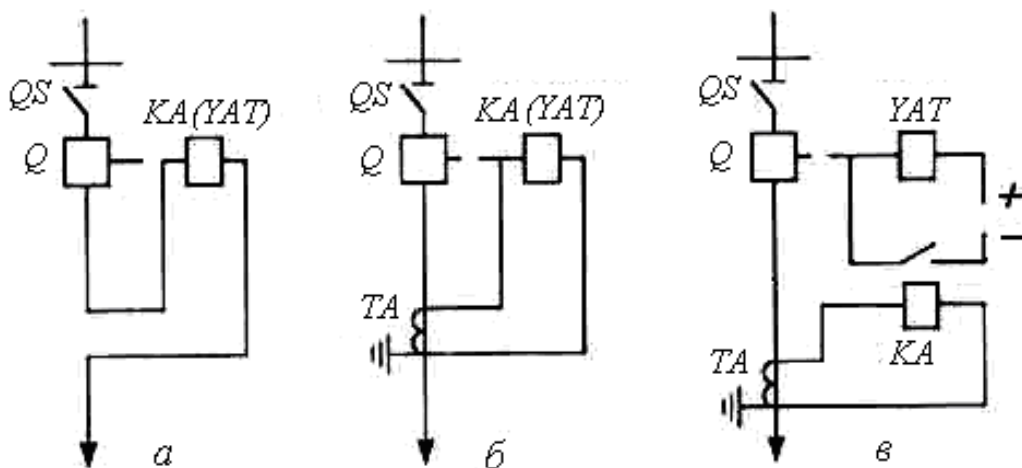


Рис.12.3. Способы включения реле и их воздействия на выключатель:
 а – первичное реле прямого действия; б – вторичное реле прямого действия; в – вторичное реле косвенного действия; QS – разъединитель; Q – выключатель; TA – трансформатор тока; KA – реле тока; YAT – электромагнит отключения

Обмотки реле рассчитаны на длительное протекание рабочего тока и кратковременное – аварийного тока. Токовое реле *КА* прямого действия срабатывает при прохождении тока *КЗ* по его катушке. Реле своим бойком воздействует на защелку выключателя *Q*, который отключается с помощью отключающей пружины. Вторичные реле включаются через трансформатор тока *ТА*. В реле прямого действия (рис. 12.3, *а* и 12.3, *б*) реле одновременно выполняют роль отключающего электромагнита *УАТ*. Реле косвенного действия *КА* (рис. 12.3, *в*) не воздействуют непосредственно на выключатель *Q*, а подают импульс через контакт на катушку отключающего электромагнита *УАТ*. Катушка электромагнита получает питание от источника постоянного или переменного оперативного тока [17].

По принципу воздействия на управляемую цепь реле делятся на контактные и бесконтактные.

Некоторые конструкции реле имеют орган замедления срабатывания (замедлитель), то есть обладают способностью обеспечивать выдержку времени при срабатывании.

По назначению все реле делятся на три группы:

- основные, непосредственно реагирующие на изменение контролируемой величины (тока, напряжения);
- вспомогательные, управляемые другими основными реле и выполняющие дополнительные функции (реле времени), промежуточные реле для размножения контактов;
- сигнальные (указательные), фиксирующие действие РЗ и управляющие световыми и звуковыми сигналами.

Электрическое реле – это коммутационное устройство, предназначенное для скачкообразного изменения состояния в управляемых цепях при заданных значениях воздействующих на него электрических величин. Реле делятся на контактные и бесконтактные.

Электромеханические реле основаны на принципе использования перемещаемых элементов.

Контактные реле являются основными аппаратами устройств релейной защиты и автоматики (УРЗА). Они являются аппаратами автоматического действия, которые включают или отключают электрические цепи защиты и управления под действием различного рода импульсных воздействий (электрических, световых, тепловых, механических) в зависимости от заданных параметров контролируемой величины, времени. Они, в основном, предназначены для коммутации цепей управления силовых аппаратов, суммирования и размножения сигналов и применяются для защиты устройств электроснабжения и промышленной автоматики.

Электрические реле реагируют на электрические параметры: ток, напряжение, сопротивление, мощность, частоту, угол сдвига фаз между токами и напряжениями. Механические реле реагируют на неэлектрические величины: давление, скорость истечения воздушных и жидкостных потоков, уровень жидкости, широко применяются в системах охлаждения электрооборудования. Те-

пловые реле реагируют на количество выделенного тепла или изменение температуры. Электронные (полупроводниковые) реле по своим функциям могут заменить все указанные виды реле.

В устройствах РЗА широко применяются электромеханические реле [17] и реле на элементах вычислительной техники [18].

По способу включения реле делят на *первичные*, включаемые непосредственно в цепь защищаемого элемента, и *вторичные*, включаемые через измерительные трансформаторы тока и напряжения.

По способу воздействия исполнительного органа на выключатель цепи реле делят на реле прямого и косвенного действия. В реле *прямого действия* подвижная система реле механически связана с отключающим устройством коммутационного аппарата (выключателя). Реле косвенного действия управляет цепью электромагнита отключения выключателя через исполнительный элемент.

Электромагнитные реле. Основой электромагнитных реле являются магнитная система с подвижным якорем и катушка, по которой протекает ток. В конструкциях электромагнитных реле обычно используют следующие электромагнитные системы: с втягивающимся якорем, с поворотным якорем, с поперечным движением якоря (рис. 12.4). Действие таких реле основано на притяжении стального подвижного якоря 2 к электромагниту 1, по обмотке (катушке) 6 которого протекает ток I_p . Реле косвенного действия содержит контактную систему, состоящую из неподвижных 3 и подвижных 4 контактов вспомогательных цепей. Подвижные контакты связаны с якорем реле. Реле имеет пружину 5, которая с усилием F_p удерживает якорь в исходном положении при отсутствии тока в обмотке.

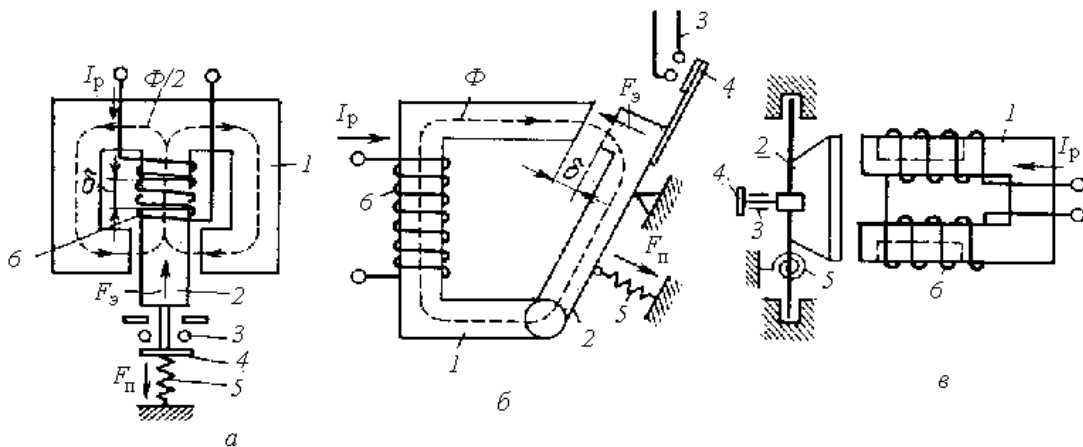


Рис. 12.4. Конструкции электромагнитных систем реле: а – с втягивающимся якорем; б – с поворотным якорем; в – с поперечным движением якоря: 1 – сердечник электромагнита; 2 – якорь; 3 – неподвижный контакт; 4 – подвижный контакт; 5 – пружина; 6 – катушка

Под действием тока I_p создается магнитный поток Φ , стремящийся притянуть якорь к сердечнику магнитопровода. Когда электромагнитная сила притяжения F_p преодолет силу сопротивления пружины F_n , якорь 2 притягивается

к сердечнику 1 и замыкает или размыкает вспомогательные контакты 3 (на рис. 12.4, в подвижный элемент 4 упирается в упор 3).

Минимальный ток, при котором происходит притяжение якоря, называется *током срабатывания* I_c . Ток, при котором якорь отпускается и в электромагнитной системе создается зазор δ , называется *током возврата* I_v .

Отношение тока возврата к току срабатывания называется *коэффициентом возврата*

$$\kappa_B = I_v / I_c. \quad (12.2)$$

Первичные реле прямого действия. Первичные реле подключаются непосредственно к главной цепи и воздействуют на механизм свободного расцепления (МСР) выключателя. Они встраиваются в автоматические выключатели на напряжение до 1000 В. Такие реле называют *расцепителями*. Для обеспечения селективности расцепители выключателя АВМ снабжаются замедлителями срабатывания при токах КЗ в виде часовых механизмов. Могут применяться пневматические, гидравлические замедлители.

Вторичные реле тока и напряжения прямого действия. Такими реле являются реле тока РТМ, РТВ, реле напряжения РН, РНВ. Реле устанавливаются непосредственно в пружинные и грузовые приводы высоковольтных выключателей. Обмотки реле включаются в электрическую цепь через измерительные трансформаторы. Вторичные реле прямого действия применяются для защиты в электроустановках напряжением до 35 кВ.

Токовое реле РТМ конструктивно выполнено с втягивающимся якорем, с которым жестко связан ударник. Обмотка реле охватывает сердечник магнитной системы. При протекании по обмотке тока равного или более тока срабатывания якорь притягивается к сердечнику, ударник воздействует на защелку привода, происходит отключение выключателя. Ток срабатывания можно установить в пределах 5 – 15 А. Время срабатывания зависит от величины тока. При 2 – 3 кратном токе реле по отношению к току срабатывания время срабатывания $t_{cp} \leq 0,02$ с.

Реле тока РТВ аналогично реле РТМ, но снабжено часовым механизмом, связанным тягой с якорем для создания выдержки времени. Время срабатывания – до 4 с. Ток срабатывания регулируется с помощью отпаек обмотки, выведенных на переключатель. При токе $I_p > I_c$ якорь притягивается мгновенно, реле срабатывает без выдержки времени.

Потребляемая мощность реле не превышает 600 Вт.

Защитные характеристики (зависимость времени срабатывания от тока) реле РТВ приведены на рис. 12.5.

Реле РНВ снабжается часовым механизмом для создания выдержки времени. Выдержка времени устанавливается в пределах от 0 до 4 с, позволяющая отстраивать защиту от кратковременных снижений напряжения.

Потребляемая мощность составляет около 30 Вт.

Вторичные реле тока и напряжения косвенного действия. Эти реле включаются в цепь через трансформаторы тока и напряжения.

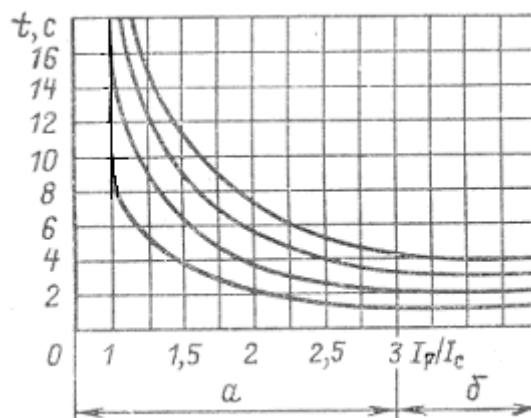


Рис. 12.5. Защитные характеристики реле РТВ:
a – зависимая от тока часть характеристики;
б – независимая часть

В конструкции реле тока РТ-40 используется магнитная система с поперечным движением якоря (рис. 12.6).

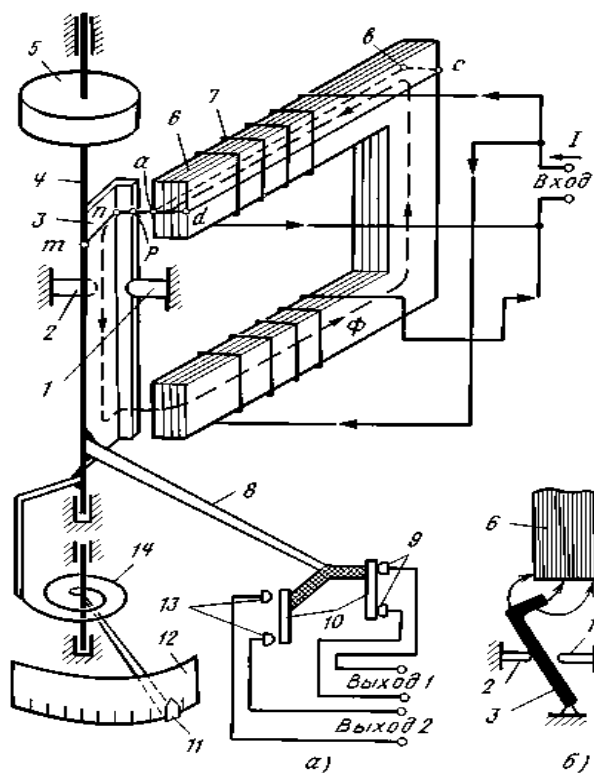


Рис. 12.6. Конструктивная схема электромагнитного реле РТ40: *a* – общая схема; *б* – схема магнитопровода и якоря: 1, 2 – упор; 3 – якорь; 4 – ось; 5 – гаситель колебаний; 6 – магнитопровод; 7 – обмотка; 8 – рычаг; 9, 13 – неподвижные контакты; 10 – подвижные контакты; 11 – указатель уставки; 12 – шкала уставок; 14 – пружина

На шихтованном магнитопроводе 6 П-образной формы размещены две обмотки 7, создающие поток Φ . Поток замыкается по легкому (для увеличения быстродействия) Г-образному якорю 3. Под воздействием электромагнитного момента якорь стремится повернуться по часовой стрелке от упора 2 к упору 1. Механический момент создается специальной пружиной 14. При токе срабатывания действующий электромагнитный момент больше противодействующего механического. С якорем посредством изоляционного рычага 8 жестко связаны два подвижных контактных мостика 10. В начале поворота якоря при срабатывании правый мостик разомкнет контакт-детали 9, а левый в конце поворота якоря замкнет контакт-детали 13. При токе возврата под действием механического момента якорь повернется против часовой стрелки.

Реле РТ-40, как реле защиты, должно иметь высокий коэффициент возврата. Этого можно достичь сближением упоров 1 и 2.

Грубая регулировка тока срабатывания реле (в 2 раза) осуществляется путем последовательного или параллельного соединения обмоток 7 (на рис. 12.6,а) они соединены параллельно). Плавное регулирование осуществляется перемещением указателя уставки 11 по шкале уставок 12. Указатель уставки 11, соединенный с пружиной 14, при своем движении закручивает или раскручивает пружину, что, соответственно, приводит к подъему или отпуску механической характеристики реле.

Реле РТ40 может работать как на постоянном, так и на переменном токе. Для устранения вибраций якоря, возникающих при работе на переменном токе, применяется гаситель колебаний 5.

Реле напряжения РН имеет обмотку, рассчитанную на длительное нахождение под напряжением. Якорь находится в притянутом состоянии. При снижении напряжения до 0,65 номинального якорь отпадает, происходит мгновенное срабатывание. Напряжение возврата находится в пределах $U_v = (0,65 - 0,85) U_{\text{ном}}$.

В реле напряжения РН-50 обмотки в схему включаются через двухполупериодный выпрямитель. Выпрямленный ток имеет пульсирующий характер, но благодаря высокой индуктивности обмотки, пульсация тока снижается и вибрация якоря практически отсутствует. Поэтому, в отличие от реле тока, необходимости в наличии механического гасителя вибрации нет.

Реле времени являются логическими реле с нормируемым временем срабатывания, служат для передачи сигналов другим реле в системе релейной защиты и автоматики с заданной выдержкой времени.

Реле времени постоянного тока изготавливаются с электромагнитной системой с втягивающимся якорем. Выдержка времени создается часовым механизмом. Обмотки реле рассчитаны на напряжения 24, 48, 110, 220 В. Выдержка времени составляет 0,1 – 20 с. Реле четко срабатывают при напряжении $U_p \geq 0,7 U_{\text{ном}}$. Мощность, потребляемая реле, составляет 30 Вт.

Реле времени переменного тока используется трех модификаций.

1. Реле времени с часовым механизмом и электромагнитным заводом рабочей пружины в момент пуска реле. Реле по принципу действия аналогично реле постоянного тока.

2. Обмотка реле времени постоянно находится под напряжением, а якорь – в притянутом состоянии. При снижении напряжения или его исчезновении якорь отпускается и запускает заторможенный часовой механизм. По истечении определенного времени реле срабатывает.

3. Реле времени с синхронным микроэлектродвигателем с втягивающимся ротором.

Промежуточные реле используются, как правило, для размножения контактов. Контакты промежуточных реле более мощные, чем контакты основных реле. Если необходимо замыкание или размыкание цепей с мощностью, на которую не рассчитаны контакты основного реле, то сначала запускается промежуточное реле, которое выполнит коммутацию мощных цепей. В конструкции реле применяется одна или две обмотки напряжения и магнитная система с поворотным якорем. Реле изготавливаются для цепей постоянного и переменного тока. Реле надежно срабатывают при напряжении $U_p \geq 0,7U_{ном}$.

Указательные реле используются в схемах РЗА в качестве указателей срабатывания устройств релейной защиты и автоматики. Реле в схемах применяются с последовательным или параллельным включением обмоток, чаще с последовательным соединением с обмотками других реле. Указательное реле снабжается сигнальным флажком (блинкером), положение которого видно в смотровое окно.

Информация о положении контактов коммутационных аппаратов может быть получена с помощью промежуточных реле, воздействующих на устройства световой или звуковой сигнализации.

Электромагнитные реле с герметизированными контактами (герконовые реле). Основой герконового реле является герметизированный магнитоуправляемый контакт (геркон). Он представляет собой герметическую стеклянную колбу 1 (рис. 12.7), в которой размещаются пружинящие контакты 2 из ферромагнитного материала. На колбе располагается обмотка управления 3. Пружинящие контакты 2 одновременно являются и магнитопроводом реле. В нормальном положении контакты разомкнуты.

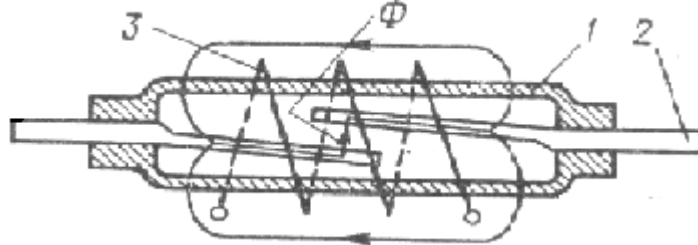


Рис. 12.7. Герконовое реле: 1 – колба; 2 – пружинящий контакт; 3 – обмотка управления

При подаче напряжения в обмотку управления по ней протекает ток, вызывающий магнитный поток Φ , замыкаемый по пластинам 2. Он создает электромагнитную силу, которая притягивает пластины друг к другу и замыкает контакт.

На базе герметизированного контакта созданы и переключатели. С целью повышения надежности магнитоуправляемые контакты могут быть смоченными жидкими металлами, что уменьшает вибрацию пружинящих контактов [15].

Герконовые реле обладают высокой надежностью, так как контакты не подвергаются воздействию воздушной среды.

Индукционные реле. Индукционными называются реле, принцип действия которых основан на взаимодействии переменных магнитных потоков с токами, индуцируемыми этими потоками в подвижном элементе – в алюминиевом диске или цилиндрическом роторе. Индукционные реле могут работать только на переменном токе. В процессе работы подвижный элемент должен получить вращающий момент. Обязательным условием для создания вращающего момента на подвижном элементе должно быть наличие двух (Φ_1 и Φ_2) или более магнитных потоков, сдвинутых относительно друг друга (рис. 12.8).

Вращающий момент можно определить по формуле

$$M_{вр} = k_1 \Phi_1 \Phi_2 \sin \phi, \quad (12.3)$$

где Φ_1 и Φ_2 – магнитные потоки; ϕ – угол сдвига потоков относительно друг друга; k_1, k_2 – коэффициент пропорциональности (k_2 – см. ниже, ф-ла 12.4)

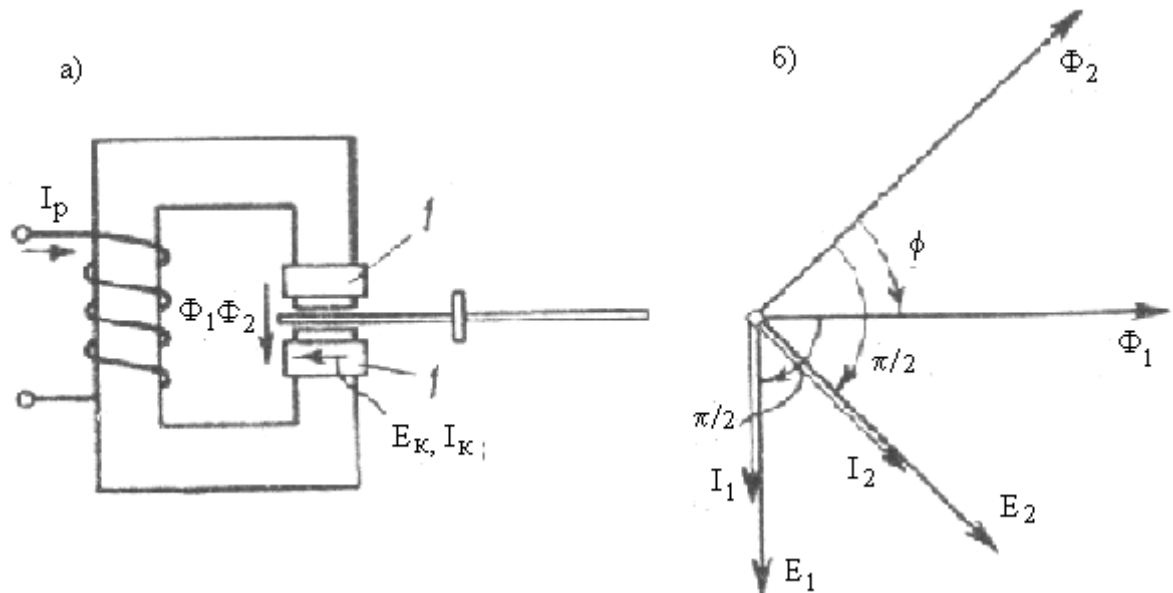


Рис. 12.8. Индукционные реле тока с алюминиевым диском: а – конструктивная схема; б – векторная диаграмма: I – короткозамкнутый виток

Поток Φ_1 создается током, протекающим в обмотке реле. Поток Φ_2 – током, возникающим в короткозамкнутом витке I (рис. 12.8,а), размещенном на

части магнитопровода. Оба потока Φ_1 и Φ_2 обусловлены током I_p , а угол ϕ при изменении тока не изменяется, тогда вращающий момент

$$M_{вр} = k_2 I_p^2. \quad (12.4)$$

На векторной диаграмме (рис. 12.8, б) показаны векторы E_1 и E_2 индуцируемые в неподвижном диске (цилиндрическом роторе) ЭДС трансформации, которые обуславливают вращающий момент $M_{вр}$.

Индукционные реле с алюминиевым диском. Индукционный принцип с алюминиевым диском используется в индукционных реле тока *РТ-80*, *РТ-90*. Эти реле являются комбинированными. На одной магнитной системе используют два функциональных элемента. Индукционный элемент с алюминиевым диском создает ограниченно зависимую выдержку времени при срабатывании и электромагнитный элемент, срабатывающий мгновенно при значительных токах короткого замыкания (токовая отсечка). Реле используется для защиты электрических машин, трансформаторов, линий электропередач при перегрузке и коротких замыканиях.

Защитные характеристики индукционных реле приведены на рис. 12.9.

Защитные характеристики имеют обратную зависимость, которая обеспечивается индукционным элементом (рис. 12.9, а). При срабатывании электромагнитного элемента реле действует мгновенно (рис. 12.9, б), при этом выдержка времени равна собственному времени срабатывания реле.

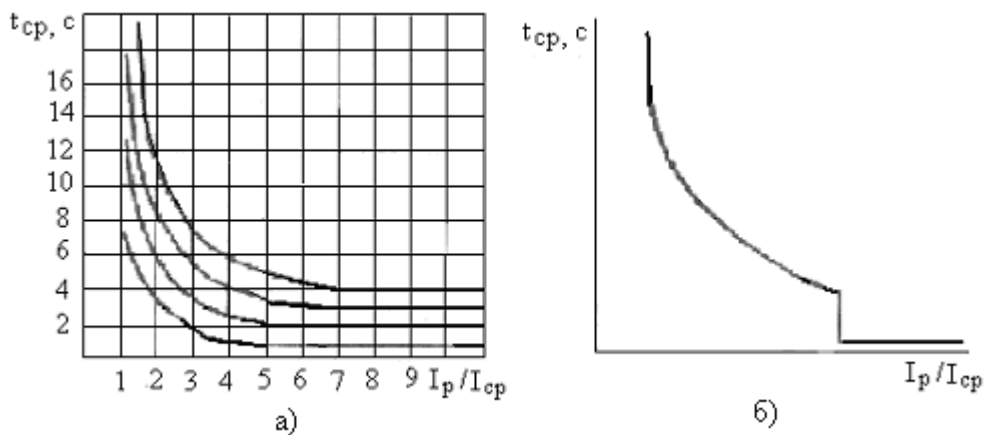


Рис. 12.9. Защитные характеристики индукционного реле:
а) обратная зависимость от тока; б) комбинированная, с токовой отсечкой

Индукционное реле с полым цилиндрическим ротором. Конструктивная схема индукционного реле с полым цилиндрическим ротором приведена на рис. 12.10. Магнитная система 1 имеет четыре полюса. На двух противоположных полюсах размещается токовая обмотка, на других полюсах – обмотка на напряжения. Магнитные потоки Φ_1 и Φ_U создаются токами в обмотках I_p и I_U . Между полюсами магнитопровода расположен неподвижный цилиндрический сердечник 2. Полый цилиндрический ротор 3 выполнен из алюминия. Ротор укреплен на оси, связанной с контактом 4.

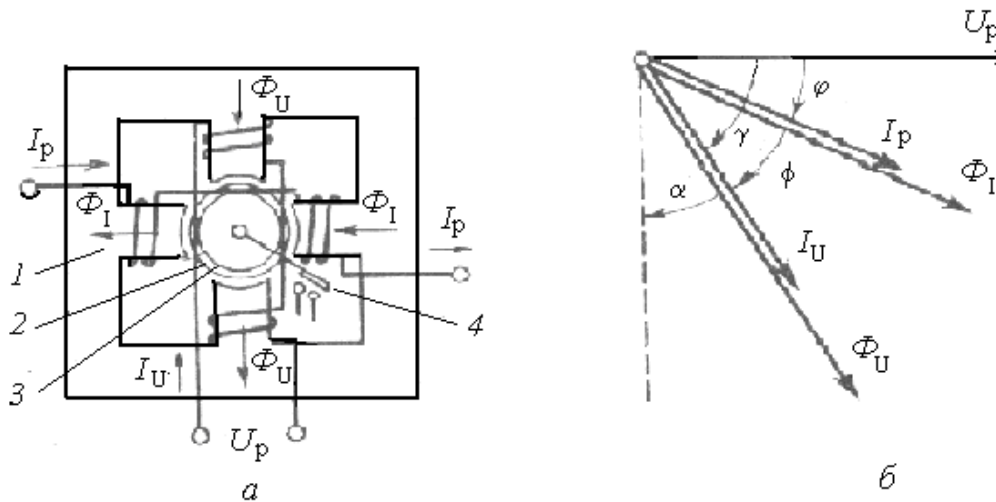


Рис.12.10. Конструктивная схема (а) и векторная диаграмма (б) индукционного реле с цилиндрическим ротором: 1 – магнитная система; 2 – цилиндрический сердечник; 3 – цилиндрический ротор; 4 – контакт

Принцип реле с цилиндрическим ротором заложен в конструкцию реле направления мощности РБМ.

Дополнительно с обмотками напряжения последовательно включаются активное или емкостное сопротивления. Это дает возможность изменять углы α и γ . При угле $\gamma = \pi/2$ угол $\alpha = 0$ и вращающий момент

$$M_{\text{вр}} = kU_p I_p \cos \varphi. \quad (12.5)$$

При угле $\gamma = 0$ угол $\alpha = \pi/2$ и вращающий момент

$$M_{\text{вр}} = kU_p I_p \sin \varphi. \quad (12.6)$$

Реле направления мощности может контролировать как потребляемую, так и генерируемую мощность.

Электромеханические реле с постоянным магнитом. Электромеханические реле с постоянным магнитом делятся на поляризованные и магнитоэлектрические. Они являются быстродействующими, реагируют на направление постоянного тока.

Поляризованные реле. Реле постоянного тока, изменение состояния которого зависит от полярности входной воздействующей величины, называется поляризованным. На рис. 12.11 приведена конструктивная схема поляризованного реле дифференциальной (12.11, а) и мостовой (12.11, б) системы.

На подвижную систему реле действуют два магнитных потока. Первый $\Phi_{\text{раб}}$ – рабочий поток, создаваемый постоянным током, проходящим по обмотке реле. Второй $\Phi_{\text{п}}$ – полярирующий поток, создаваемый постоянным магнитом.

В дифференциальной системе рабочий магнитный поток полностью замыкается через воздушный зазор направлен в одном направлении. Поляризующий поток $\Phi_{\text{п}}$ делится на два потока: $\Phi_{\text{п1}}$ и $\Phi_{\text{п2}}$. В воздушном зазоре они направлены в разные стороны.

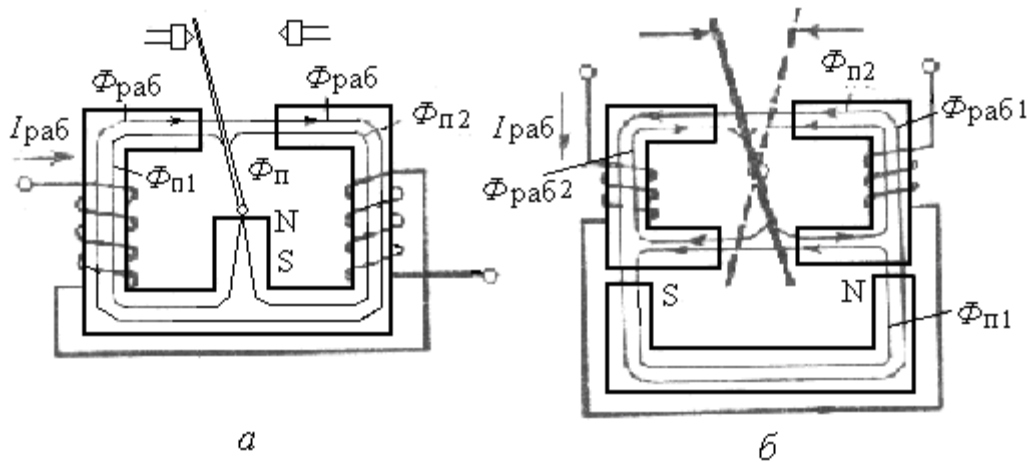


Рис. 12.11. Поляризованное реле: *а* – дифференциальная система; *б* – мостовая система

В мостовой системе поляризующий поток $\Phi_{\text{п}}$ в воздушном зазоре имеет одно направление, а составляющие рабочего потока направлены в противоположных направлениях

Магнитоэлектрическое реле основано на взаимодействии магнитного поля постоянного магнита и тока в обмотке, расположенной на подвижной рамке.

Полупроводниковые (электронные) реле. Электронные реле представляют собой совокупность функциональных устройств, выполненных на электронных (микроэлектронных) элементах (комбинационные логические элементы, триггеры, мультивибраторы, усилители, компараторы, магнитодиодные элементы).

Электронные реле применяются в автоматических выключателях («Электрон», ВА50, АЗ700) для защиты от коротких замыканий и перегрузок. Они воздействуют на механизм свободного расцепления, поэтому их называют *расцепителями*. Структурная схема полупроводникового расцепителя приведена на рис. 12.12.

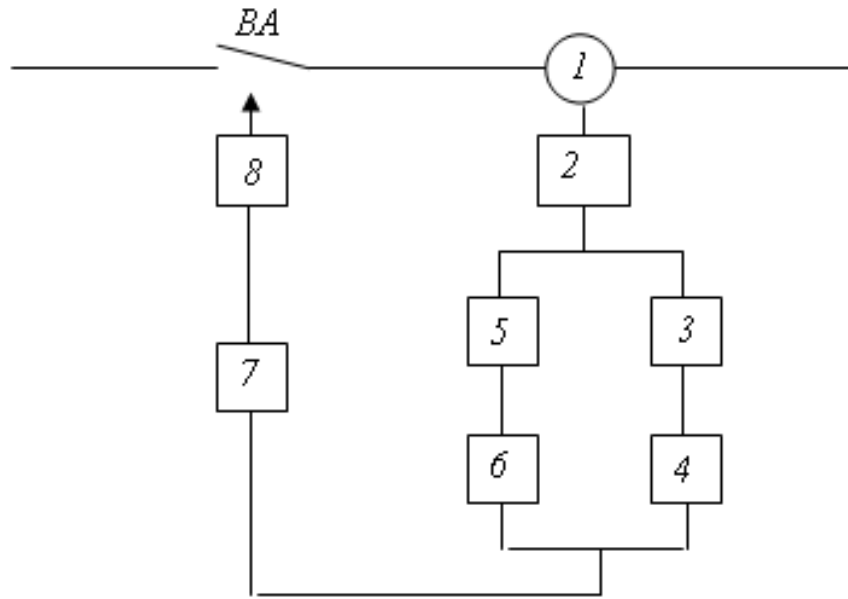


Рис. 12.12. Структурная схема полупроводникового расцепителя: 1 – датчики тока; 2 – блок выделения наибольшего сигнала; 3 – блок запуска; 4 – блок выдержки времени при перегрузке; 5 – блок отсечки; 6 – блок выдержки времени при КЗ; 7 – усилитель сигнала; 8 – электромагнит отключения; *BA* – главный контакт выключателя автоматического

Полупроводниковый расцепитель имеет датчики тока *1*, устанавливаемые в каждом полюсе выключателя, передающие информацию об изменяющемся токе в блок выделения наибольшего сигнала 2. В качестве датчиков тока в выключателях переменного тока применяются трансформаторы тока, а в выключателях постоянного тока – магнитные усилители. При токах перегрузки сигнал из блока 2 поступает в блок 3, который запускает релейный блок 4, создающий зависимость от тока выдержку времени. При токе короткого замыкания выделенный блоком 2 сигнал достаточен для запуска блока 5, выполняющего роль токовой отсечки и формирующего сигнал мгновенного срабатывания. При необходимости блок выдержки времени при коротком замыкании 6 создает заданную выдержку времени. Блок 7 является усилителем сигнала, поступающего с блока 4 или 6, и передает импульс на электромагнит отключения 8. Этот электромагнит производит расцепление механизма, удерживающего подвижные контакты во включенном положении. Электромагнит отключения выполняется в виде катушки, установленной на магнитопроводе. При определенном значении напряжения на катушке якорь притягивается к магнитопроводу и воздействует на защелку механизма свободного расцепления.

Подробнее об электронных реле изложено в [17,18].

Электротепловые и температурные реле. В устройствах релейной защиты и автоматики широко применяются электротепловые и температурные реле.

Электротепловые реле. Действие электротепловых реле основано на выделении теплоты от проходящего электрического тока. В них используются биметаллические элементы прямого или косвенного нагрева. При нагреве биметаллического элемента он может воздействовать на отключение коммутационного аппарата и применяться как расцепитель автоматического выключателя или размыкать контакт в цепи управления электроприемником, как тепловое реле, встроенное в магнитный пускатель.

На рис. 12.13 показана схема теплового реле магнитного пускателя, устанавливаемого для защиты электроприемника, например, электродвигателя от перегрузок.

Тепловое реле состоит из четырех основных элементов: нагревателя 1, включаемого последовательно в защищаемую от перегрузки цепь, биметаллической пластинки 2, состоящей из двух спрессованных металлических слоев с различными коэффициентами линейного расширения, рычажно-защелочного механизма 4, 5 и контактов 8 и 9. Биметаллическая пластина при нагревании изгибается в сторону слоя с меньшим коэффициентом линейного расширения.

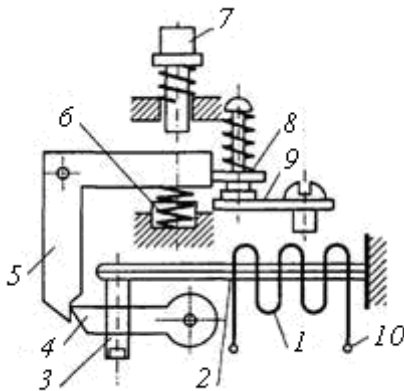


Рис.12.13. Схема теплового реле: 1 – нагреватель; 2 – биметаллическая пластинка; 3 – регулировочный винт; 4 – защелка; 5 – рычаг; 6 – пружина; 7 – кнопка возврата; 8 – подвижный контакт; 9 – неподвижный контакт; 10 – вывод нагревателя

Если через нагревательный элемент 1 проходит ток, превышающий номинальный ток электроприемника, то в биметаллической пластинке 2 выделяется такое количество тепла, что незакрепленный (на рисунке левый) конец изгибается в сторону металла с меньшим коэффициентом линейного расширения (то есть опускается), нажимает на регулировочный винт 3 и выводит защелку 4 из зацепления. Под действием пружины 6 верхний конец рычага 5 поднимается и размыкает контакты 8 и 9. Цепь управления магнитного пускателя разрывается. Кнопка 7 служит для ручного возврата рычага 5 в исходное положение после срабатывания реле.

В некоторых тепловых реле (например, в реле ТРН-10, ТРН-25 и др.) нагревательные элементы выполняются сменными, что значительно расширяет диапазон рабочих токов.

Тепловые реле с термобиметаллическими пластинами нашли широкое применение для защиты статорной обмотки двигателя от длительного протекания токов перегрузки как в режиме пуска двигателя, так и в режиме технологических перегрузок. Они относятся к аппаратам защиты косвенного действия, так как реагируют не на превышение температуры нагрева защищаемого

объекта, а на ток вызывающий это превышение. Поэтому у тепловых реле низкая термическая стойкость к протекающим по реле сверхтокам.

Основной защитной характеристикой реле является времятоковая характеристика – зависимость времени срабатывания реле от кратности тока в цепи по отношению к номинальному току. Защитная характеристика тепловых реле нерегулируемая, допускает большой разброс.

Современные магнитные пускатели комплектуются тепловыми реле нового поколения. Реле серии РТЛ имеет трехполюсное исполнение, механизм для ускорения срабатывания при обрыве фазы статорной обмотки двигателя, регулятор тока несрабатывания и несменные нагревательные элементы. Реле снабжено термокомпенсацией и имеет высокое быстродействие, рассчитано на номинальные токи до 200 А и предназначено для комплектации пускателей серии ПМЛ. Реле серии РТТ предназначено для магнитных пускателей серии ПМА и рассчитано на номинальные токи до 630 А.

Температурные реле, как правило, используются в качестве датчиков температуры при защите и автоматике электрических машин и трансформаторов. Они встраиваются в обмотки машин и трансформаторов, температуру которых контролируют.

12.3. Виды релейных защит и автоматики

По роду контролируемой величины релейные защиты делятся на следующие виды:

- токовые, в основном, максимального тока;
- напряжения, в основном, минимального напряжения;
- мощности, в основном, направления мощности;
- реагирующие на величины сопротивлений защищаемых участков электрических сетей;
- реагирующих на температуру защищаемых объектов.

По характеру защищаемого объекта релейные защиты делятся на устройства защиты: генераторов, трансформаторов, ЛЭП и электрических сетей, шин РУ, электродвигателей и электроприемников технологического оборудования, конденсаторных установок.

По принципу действия все релейные защиты можно разделить на три класса по способу реагирования на изменение контролируемой величины:

- на абсолютное значение контролируемой величины (ток, напряжение);
- на направление контролируемой величины (тока, мощности);
- на разность контролируемых величин (дифференциальные, балансные защиты).

Релейная защита представляет собой совокупность одного или нескольких реле, устройств их питания и устройств, реагирующих на срабатывание реле. Устройства релейной защиты, автоматики, управления и сигнализации со-

вместно с источниками питания, а также цепи электрических измерений и учета электроэнергии образуют систему вторичных цепей.

Токовые защиты. Релейная защита, действующая при возрастании тока, называется *максимальной защитой тока*. Защита, срабатывающая при снижении тока, называется *минимальной защитой тока*. Основным элементом токовой защиты является реле тока. В зависимости от способа обеспечения селективности токовые защиты делятся на *максимальные токовые защиты* (МТЗ) и *токовые отсечки* (ТО). При МТЗ селективность защиты достигается выбором выдержки времени. Большая выдержка устанавливается у защиты, расположенной ближе к источнику питания. При ТО селективность обеспечивается выбором тока, обеспечивающим срабатывание защиты.

Токовая направленная защита действует в зависимости от величины тока и его фазы по отношению к напряжению на шинах подстанции, где защита установлена. Защита срабатывает, если ток будет превышать заданную величину, а его фаза будет соответствовать короткому замыканию на защищаемом элементе. Такое действие защиты обеспечивается включением в схему реле направления мощности вместе с реле тока.

Дифференциальная защита основана на принципе сравнения токов или фаз токов по концам защищаемого участка или в соответствующих ветвях параллельно соединенных элементов электроустановки.

Защиты напряжения. Для защиты электрооборудования при изменении величины напряжения применяются реле напряжения. Защита, срабатывающая при уменьшении напряжения, называется *минимальной защитой напряжения*. Защита, действующая при превышении заданной величины напряжения, называется *максимальной защитой напряжения*.

Дистанционное и автоматическое управление коммутационными аппаратами. Дистанционное управление коммутационными аппаратами обеспечивается на расстоянии. Оно позволяет изменять оперативно активную и реактивную нагрузку, управлять режимом работы электроустановок. Повышается быстродействие управления. Для дистанционного управления коммутационными аппаратами используются приводы, на которые подаются команды ключами управления. О коммутационном состоянии аппарата позволяет судить сигнализация на пульте (щите) управления.

При автоматическом управлении контакты ключей управления дублируются контактами реле: при отключении – контактами реле релейной защиты, при включении – контактами промежуточных реле.

Устройства автоматики. В электроустановках, наряду с устройствами релейной защиты, функционируют устройства автоматики. Для осуществления быстрого и бесперебойного электроснабжения в электроустановках применяют автоматическое повторное включение (АПВ), автоматическое включение резерва (АВР), автоматическую разгрузку по току (АРТ), автоматическое регулирование напряжения (АРН).

Устройства телемеханики. Телемеханика – совокупность технических средств и методов, позволяющих преобразовать информацию об удаленном на

значительное расстояние объекте в электрические сигналы, передаваемые по линиям связи на диспетчерский пульт управления или передавать команды объектам управления с пульта. Средствами телемеханики осуществляются телеуправление (ТУ), телеизмерения (ТИ) и телесигнализация (ТС).

12.4. Оперативный ток

В схемах РЗА реле косвенного действия, в отличие от реле прямого действия, воздействует на отключение и включение выключателей с помощью электромагнитов, питаемых от сети постоянного или переменного тока, который называется *оперативным током*.

Надежным источником постоянного оперативного тока являются аккумуляторные батареи. Их недостатком является высокая стоимость. Они требуют специального помещения и зарядного устройства. В качестве зарядных агрегатов применяются генераторы постоянного тока с приводом от электродвигателя. Помещение аккумуляторной в условиях заряда и постоянного подзаряда относится к взрывоопасным класса В-1а. Электролиты химически активны. Помещение требует надежной вентиляции. Поэтому аккумуляторные батареи используются, в основном, на мощных подстанциях с напряжением 35–220 кВ.

В настоящее время в качестве источников постоянного оперативного тока применяются источники выпрямленного оперативного тока. К ним относятся блок питания тока – БПТ (рис. 12.14), блок питания напряжения – БПН (рис. 12.15) и комбинированные блоки, сочетающие в себе и БПТ и БПН.

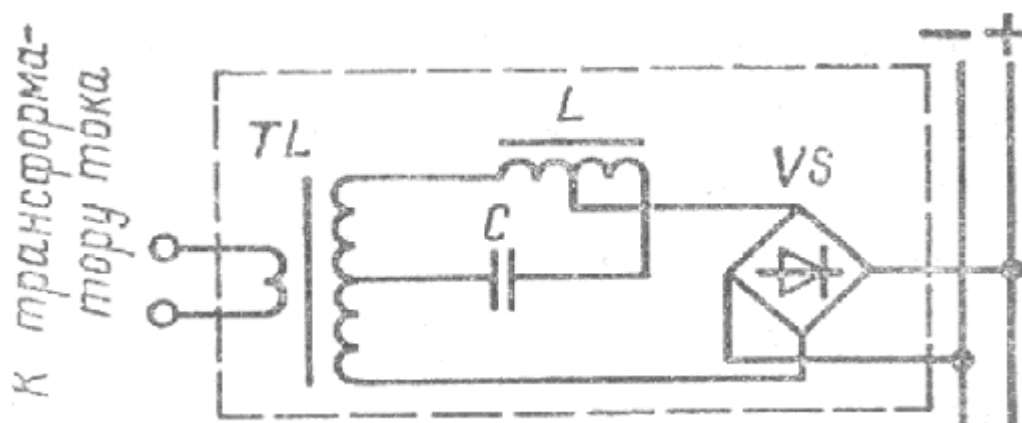


Рис. 12.14. Блок питания тока БПТ выпрямленного оперативного тока:

TL – промежуточный трансформатор; L – реактор;

C – конденсатор; VS – выпрямитель

Блоки питания представляют собой выпрямитель VS , который включается в сеть переменного тока через промежуточный трансформатор TL . Это может быть трансформатор тока (БПТ) или трансформатор напряжения, трансформатор собственных нужд подстанции (БПН). Конденсатор C используется

для сглаживания колебаний напряжения. Выпрямленное напряжение подается в сеть оперативного тока.

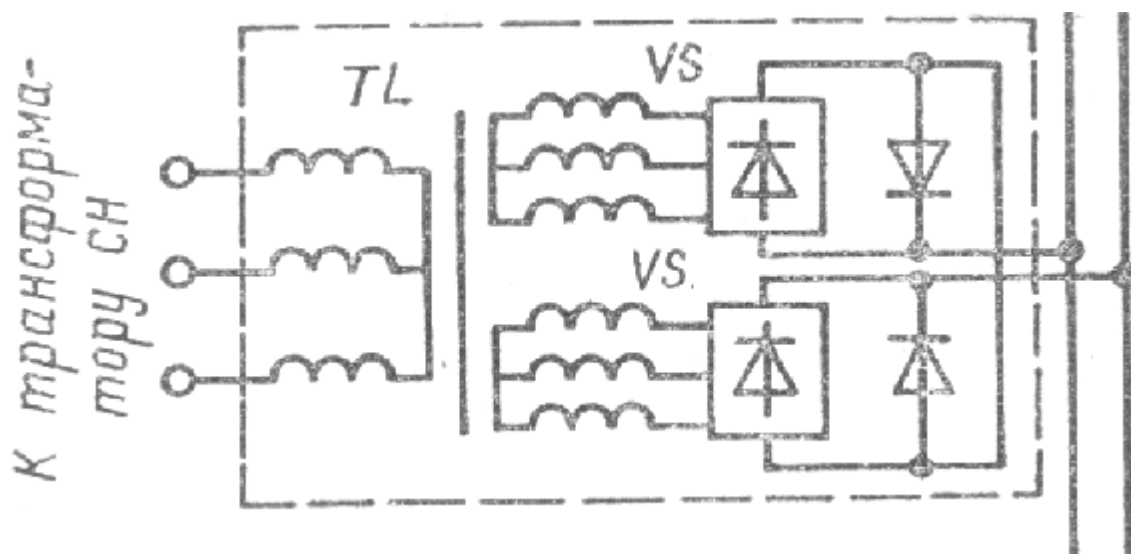


Рис. 12.15. Блок питания напряжения БПН выпрямленного оперативного тока: TL – промежуточный трансформатор; VS – выпрямитель

Блоки питания БПТ и БПН включаются параллельно на общие шины. Блок БПН работает в нормальных режимах работы электроустановки, блок БПТ – при коротких замыканиях, когда из-за большого снижения напряжения блок БПН не в состоянии обеспечить работу устройств РЗА.

В электроустановках напряжением 6-10 кВ в качестве оперативного тока, в основном, используется переменный ток, получаемый от трансформаторов тока, трансформаторов напряжения и трансформатор собственных нужд.

12.5. Дистанционное управление и сигнализация в электроустановках

Для дистанционного управления коммутационными аппаратами (выключателями, разъединителями) используются множество схем. На рис. 12.16 приведена одна из схем управления выключателем Q с электромагнитным приводом и сигнализации положения его контактов.

Питание цепей управления осуществляется от цепи постоянного оперативного тока через шины $+ES$, $-ES$, $+EY$ и $-EY$, а цепей сигнализации – от шин $+EH$ и $-EH$. Реле управления KCC и KCT в отключенном положении выключателя Q отключены, их контакты $KCC:1$, $KCC:2$, $KCT:1$ и $KCT:2$ разомкнуты, а контакты $KCC:3$, $KCC:4$, $KCT:3$ замкнуты. Реле контроля цепи включения (цепи контактора KM) KQT включено и его контакты $KQT:1$ и $KQT:2$ замкнуты, а реле контроля цепи отключения (отключающего электромагнита YAT) KQC отключено. Контакты $KQC:1$ и $KQC:2$ разомкнуты. Реле фиксации команд управления KQQ находится в положении, соответствующем последней команде, которая была подана на отключение выключателя Q . Контакты $KQQ:1$, $KQQ:4$ и

$KQQ:6$ замкнуты, а $KQQ:2$, $KQQ:3$, $KQQ:5$ и $KQQ:7$ разомкнуты. Об отключенном положении выключателя сигнализирует лампа $HL1$.

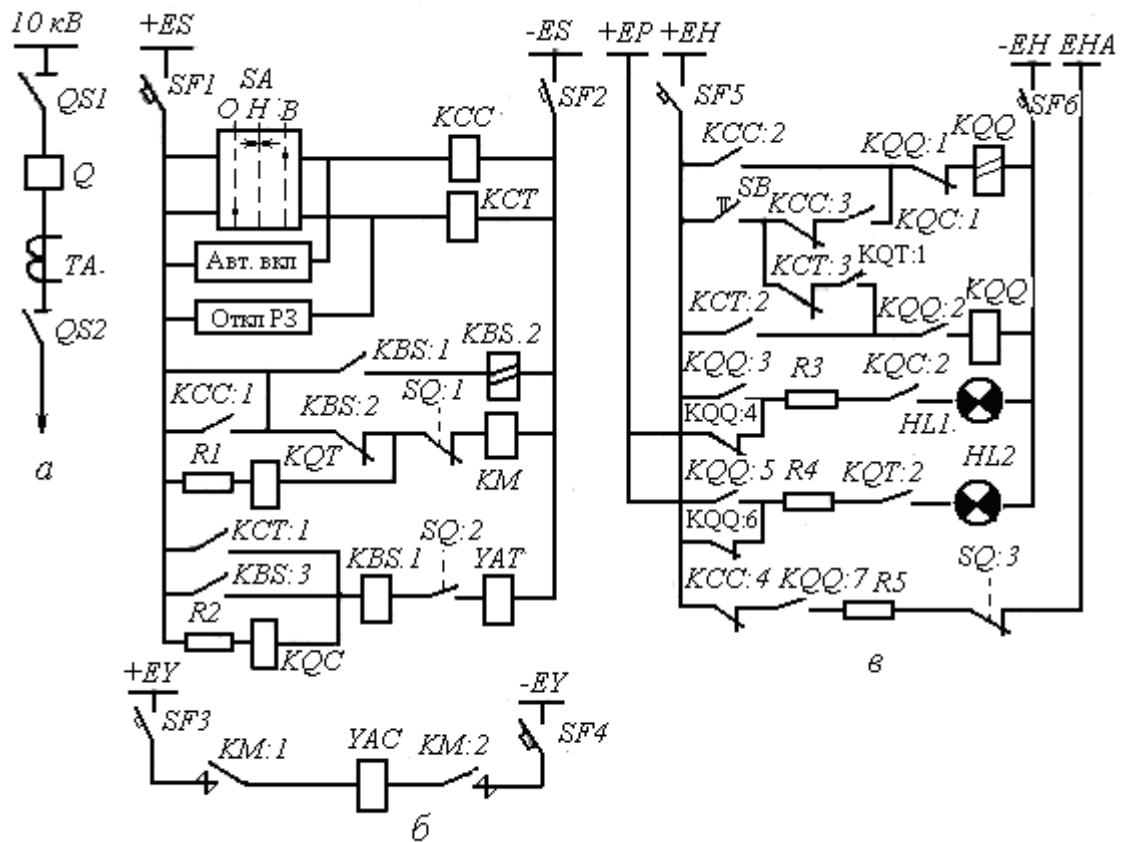


Рис. 12.16. Схема управления и сигнализации выключателя: а) первичные цепи; б) цепи управления; в) цепи сигнализации

При подаче команды на включение выключателя Q с помощью ключа управления SA его переводят в положение B . Срабатывает реле KCC и своим контактом $KCC:1$ замыкает цепь катушки контактора KM , а контактом $KCC:2$ — цепь обмотки реле KQQ , которое переключается. Контакты контактора $KM:1$ и $KM:2$ включаются и замыкают цепь включающего электромагнита YAC . Выключатель Q включается и переключает свои вспомогательные контакты ($SQ:1$ и $SQ:3$ разомкнутся, а $SQ:2$ замкнется).

Ключ SA возвращается в нейтральное положение H , при котором реле KCC и KCT придут в исходное положение. Реле фиксации положения KQQ свои контакты $KQQ:1$, $KQQ:4$ и $KQQ:6$ разомкнет, а $KQQ:2$, $KQQ:3$, $KQQ:5$ и $KQQ:7$ замкнет. Реле KQT отключается, и его контакты $KQT:1$ и $KQT:2$ разомкнутся, а реле KQC включится, замкнув контакты $KQC:1$ и $KQC:2$. Лампа $HL1$ погаснет, а лампа $HL2$ включится через замкнутые контакты $KQQ:3$ и $KQC:2$, сигнализируя о включенном положении выключателя Q .

При аварийном отключении выключателя Q от устройства РЗ вспомогательные контакты $SQ:1$ и $SQ:3$ замкнутся, а $SQ:2$ разомкнется. Реле KQQ останется в положении последней команды, т. е. на включение выключателя Q , по-

данной ключом *SA*. Реле *KQC* отключится, его контакты *KQC:1* и *KQC:2* разомкнутся, реле *KQT* сработает, и его контакты *KQT:1* и *KQT:2* замкнутся.

Лампа *HL2* погаснет, а *HL1* подключится к шине мигания *+EP* и будет периодически мигать. От шины *+EH* через контакты *KCC:4*, *KQQ:7* соответствующих реле и вспомогательный контакт *SQ:3* выключателя, а также шину *EHA* будет подано питание к устройству аварийной звуковой сигнализации. Если включить кнопочный выключатель *SB*, который переводит ключ *SA* в положение, соответствующее положению выключателя *Q*, то по цепи *+EH*, выключатель *SB*, контакты *KCT:3*, *KQT:1*, *KQQ:2*, *-EH* будет подано питание на другую обмотку реле *KQQ*, которое переключится, при этом его контакты *KQQ:1*, *KQQ:4* и *KQQ:6* замкнутся, а *KQQ:2*, *KQQ:3*, *KQQ:5* и *KQQ:7* разомкнутся. Лампа *HL1* подключится к шине *+EH* и будет гореть ровным светом, при этом разорвется цепь звуковой сигнализации.

С помощью реле *KBS* осуществляется блокировка, препятствующая многократному включению выключателя *Q* на КЗ. Реле *KBS* имеет две обмотки: последовательную *KBS.1* в цепи *YAT* и параллельную *KBS.2*. После включения выключателя на КЗ и срабатывания РЗ срабатывает реле КСТ, при этом создается цепь отключения: *+ES*, контакт *KCT:1*, *KBS.1*, контакт *SQ:2*, *YAT*, *- ES*. Срабатывает реле блокировки *KBS* от последовательной обмотки *KBS.1*, замыкается контакт *KBS:1* и параллельная обмотка *KBS.2* блокирует цепь включения и запрещает повторное включение выключателя. Повторное включение будет возможно после снятия команды на включение (перевод ключа в положение *O*).

Сигнальные лампы имеют определенную расцветку: горение красной лампы показывает, что выключатель включен, зеленой – отключен.

Кроме сигнализации положения коммутационных аппаратов в электроустановках применяется *предупреждающая сигнализация*, извещающая персонал звуковым или светом сигналом об аномальном режиме установки и *аварийная сигнализация*, сообщающая персоналу об отключении выключателя релейной защитой. Звуковая сигнализация привлекает внимание персонала, световая – указывает на отключившийся аппарат.

С целью исключения ошибочных действий при производстве переключений в электроустановках применяются блокировки безопасности и оперативные.

12.6. Максимальная токовая защита линий электропередачи

Основным видом релейной защиты в электроустановках предприятий является *максимальная токовая защита* (МТЗ), срабатывающая при резком увеличении тока на защищаемом участке при коротком замыкании и при перегрузке. Пусковым органом МТЗ является максимальное реле тока и реле времени. При применении токовых реле мгновенного действия РТ-40, ЭТ-520 выдержка времени создается отдельным реле времени типов РВ, РВМ. Реле времени может быть встроенным элементом в токовое индукционное реле РТ-80, РТ-90.

В системах электроснабжения применяется релейная защита как на переменном, так и на постоянном оперативном токе, где в качестве измерительного органа используются трансформаторы тока. В зависимости от назначения релейной защиты в сетях с заземленной нейтралью применяются следующие схемы соединения реле (KA) с трансформаторами тока (TA):

- трехфазная схема соединения в полную звезду;
- двухфазная двух- и трехрелейная соединения в неполную звезду;
- трехфазная схема соединения TA в полный треугольник, а реле KA – в полную звезду;
- двухфазная однорелейная схема соединения в неполный треугольник или на разность токов двух фаз.

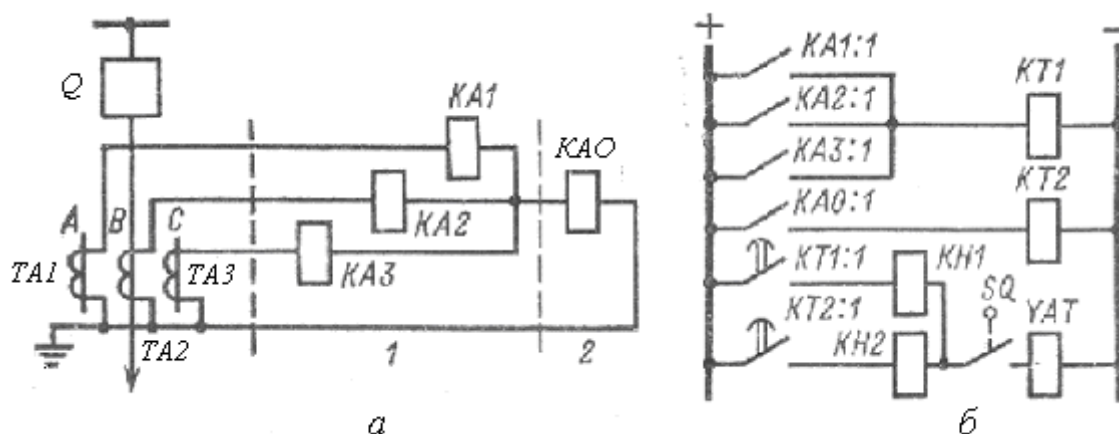


Рис. 12.17. Схема соединения трансформаторов тока и реле в полную звезду: *а* – токовые цепи; *б* – цепи оперативного тока: Q – выключатель; $TA1$ – $TA3$ – трансформаторы тока; $KA1$ – $KA3$ – реле тока; $KA0$ – реле тока от однофазных замыканий; $KT1$, $KT2$ – реле времени; $KN1$, $KN2$ – указательные реле; YAT – электромагнит отключения

Трехфазная трехрелейная схема соединения в полную звезду (рис. 12.17, *а*) реагирует на все виды коротких замыканий. В этой схеме коэффициент схемы, равный отношению тока в реле к току в трансформаторе тока, равен 1.

$$K_{сх} = I_p / I_{\phi} = 1. \quad (12.7)$$

Схема применяется в сетях с заземленной нейтралью для защиты от междуфазных и однофазных замыканий. Реле $KA1$ – $KA3$ (часть схемы 1) служат для защиты от междуфазных замыканий, $KA0$ – от однофазных замыканий (часть схемы 2). В обмотке реле $KA0$ проходит ток, равный сумме токов в трех реле KA , поэтому чувствительность защиты от однофазных КЗ повышается. Селективность действия МТЗ от источника питания до места установки защиты достигается ступенчатым подбором выдержки времени в реле времени на разных участках цепи.

В зависимости от вида короткого замыкания контакты одного, двух или трех реле KA ($KA1$ – $KA3$) замыкаются (рис. 12.17, *б*) и запускают реле времени $KT1$, которое срабатывает с установленной выдержкой времени. При замыка-

нии контакта $KT1:1$ через указательное реле $KN1$ подается напряжение на катушку электромагнита отключения YAT выключателя Q . Выключатель отключается, а реле KN показывает, какая защита выполнила операцию отключения. При однофазном КЗ срабатывает реле $КАО$ и своим контактом $КАО:1$ запускает реле времени $KT2$, которое через контакт $KT2:1$ и указательное реле $KN2$ обеспечит срабатывание катушки электромагнита отключения YAT выключателя Q .

Двухфазная схема включения отличается от трехфазной отсутствием одного трансформатора тока, как правило, в фазе В. В двухфазных схемах применяются реле РТВ. Схема реагирует на все виды коротких замыканий, за исключением короткого замыкания на землю фазы, в которой нет трансформатора тока.

В трехфазной схеме соединения $ТА$ в полный треугольник, а реле — в полную звезду (рис. 12.18) в каждом реле проходит ток, равный геометрической разности токов двух фаз:

$$I_{p1} = I_a - I_b; \quad I_{p2} = I_b - I_c; \quad I_{p3} = I_c - I_a.$$

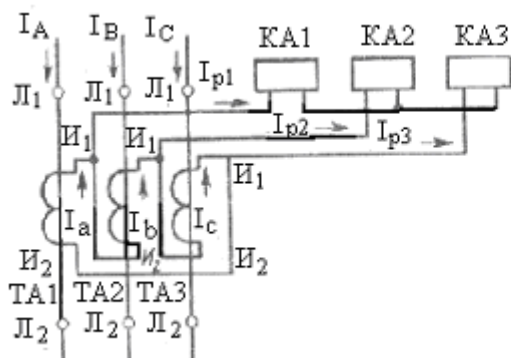


Рис. 12.18. Схема соединений трансформаторов тока (ТА1 – ТА3) в треугольник, а реле тока (КА1 – КА3) – в звезду

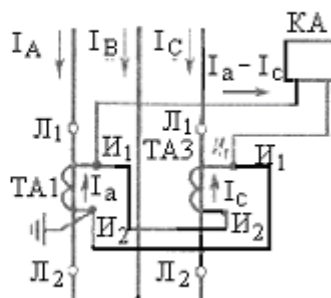


Рис. 12.19. Схема соединений трансформаторов тока (ТА1, ТА3) и реле тока (КА) на разность тока двух фаз

Схема реагирует на все виды коротких замыканий. Коэффициент схемы в зависимости от вида КЗ может быть различным:

$$\kappa_{\text{сх}}^{(3)} = \sqrt{3}; \quad \kappa_{\text{сх}}^{(2)} = 2; \quad \kappa_{\text{сх}}^{(1)} = 1.$$

В схеме на разность токов двух фаз трансформаторы тока соединяются разноименными выводами. По обмотке реле, присоединенного к этим выводам (рис. 12.19), протекает ток, равный геометрической разности токов двух фаз.

$$I_p = I_a - I_c.$$

Схема реагирует на все виды коротких замыканий, кроме замыкания на землю фазы, в которой отсутствует трансформатор тока.

Если в системе электроснабжения для выполнения МТЗ используется реле РТ-80, то трансформатор тока может использоваться не только как источник питания токовых цепей, но и как источник оперативного тока (рис. 12.20).

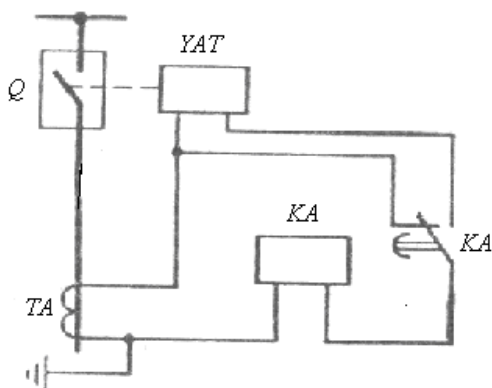


Рис. 12.20. Схема МТЗ с питанием оперативных цепей от трансформатора тока: Q – выключатель; $ТА$ – трансформатор тока; $КА$ – реле тока; $УАТ$ – электромагнит отключения

В этом случае схема защиты называется схемой с *дешунтированием электромагнита отключения* выключателя. В этой схеме электромагнит отключения $УАТ$ подключается к трансформатору тока $ТА$ только на время срабатывания защиты. В другое время электромагнит отключения зашунтирован обмоткой реле тока $КА$.

Если в схемах МТЗ применить реле РТМ, то схемой будет реализована *токовая отсечка (ТО)*. ТО называется максимальная токовая защита с ограниченной зоной действия, выполняемая реле мгновенного действия.

При защите линий электропередач с использованием ТО селективность обеспечивается не выдержкой времени, а ограничением зоны действия защиты. Ток КЗ увеличивается при приближении места КЗ к источнику питания.

При выборе ТО учитывается

$$\begin{aligned} I_{сз} &= k_{отс} I_K^{(3)}, \\ I_{ср} &= k_{отс} k_{сх} I_K^{(3)} / K_I, \end{aligned} \quad (12.8)$$

где $I_{сз}$ – ток срабатывания защиты; $I_{ср}$ – ток срабатывания реле; $I_K^{(3)}$ – ток трехфазного КЗ; $k_{отс}$ – коэффициент отстройки, принимаемый для реле РТ-80 равным 1,5 – 1,6, для реле РТМ – 1,8 – 2,0; $k_{сх}$ – коэффициент схемы.

При выполнении селективной ступенчатой защиты первой ступенью токовой защиты является токовая отсечка без выдержки времени, второй ступенью – токовая отсечка с выдержкой времени, третьей ступенью – максимальная токовая защита с независимой и ограниченно-зависимой характеристиками срабатывания.

Разновидностью токовой защиты является *дифференциальная токовая защита (ДТЗ)*. Для осуществления ДТЗ с двух сторон защищаемого элемента устанавливаются трансформаторы тока $ТА1$ и $ТА2$ или их комплекты, которые соединяются между собой. Параллельно им включается токовое реле КА. Участок, расположенный между комплектами трансформаторов тока, называется

зоной действия ДТЗ. В нормальном режиме работы и при коротком замыкании за пределами зоны действия ДТЗ (точка K , рис. 12.21, a) трансформаторы тока $TA1$ и $TA2$ измеряют один и тот же ток. Через реле тока KA протекает ток, равный разности токов I_1 и I_2 . В данном случае ток $I_p = 0$ ($I_1 = I_2$) или близкий к нулю из-за несовпадения коэффициентов трансформации трансформаторов тока.

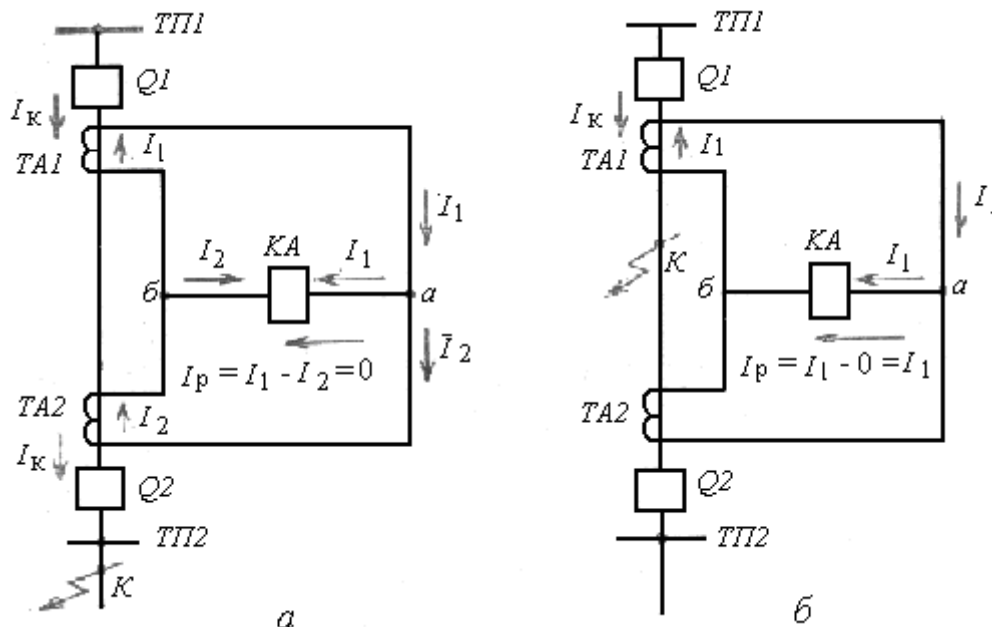


Рис. 12.21. Принцип действия продольной дифференциальной защиты:
 a — короткое замыкание вне зоны действия ДТЗ; $б$ — короткое замыкание в зоне действия ДТЗ; $ТП1$, $ТП2$ — трансформаторные подстанции;
 $TA1$, $TA2$ — трансформаторы тока; KA — реле тока;
 K — точка короткого замыкания

При коротком замыкании в зоне действия ДТЗ (рис. 12.21, $б$) ток КЗ проходит через трансформатор тока $TA1$, через $TA2$ тока КЗ не будет ($I_2 = 0$). Ток через реле $I_p = I_1 = I_K/K_L$, где I_K — ток КЗ в защищаемом элементе; K_L — коэффициент трансформации трансформатора тока $TA1$.

Под воздействием этого тока срабатывает ДТЗ и передает команду на отключение выключателей Q_1 и Q_2 с обеих сторон от защищаемого элемента.

Защита от замыкания на землю в сетях с изолированной и компенсированной нейтралью. Замыкание на землю одной из фаз в сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью не является аварией, так как потребители, включенные на междупазные напряжения, продолжают нормально работать. Это дает возможность выполнять защиту от замыкания на землю, действующей на сигнал. Для защиты сетей напряжением 6 – 35 кВ от замыкания на землю могут применяться [17]:

- реле РТ-40, совместно с трансформатором нулевой последовательности (ТНП);
- направленная токовая защита нулевой последовательности;
- устройство неселективной сигнализации.

В кабельных сетях часто защиту от однофазных замыканий на землю осуществляют с помощью трансформатора нулевой последовательности *ТНП* (рис. 12.22), к которому подключается защитное токовое реле *КА* типа РТ-40. Этот трансформатор имеет кольцеобразную форму и надевается на защищаемый трехжильный кабель. При прямоугольной форме магнитопровода трансформатор тока может надеваться на шины.

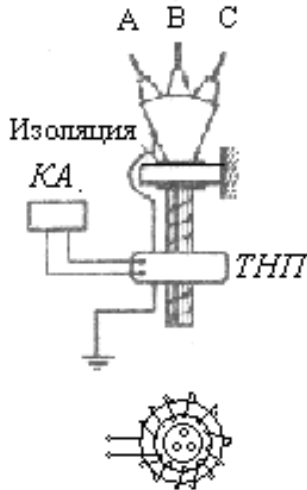


Рис. 12.22. Защита кабельной линии от однофазных замыканий на землю с помощью трансформатора нулевой последовательности (*ТНП*) и реле тока (*КА*)

В нормальном режиме работы каждая фаза линии обладает одинаковой емкостью по отношению к земле. При трехфазном КЗ геометрическая сумма токов также равна нулю, поэтому ток в реле *КА* не протекает. При замыкании на землю одной из фаз через реле будет протекать ток, обусловленный емкостями неповрежденных фаз, который вызовет срабатывание реле *КА* на сигнал.

Возможно срабатывание защиты на отключение (рис. 12.23). В этом случае защитное реле включается через быстронасыщающийся трансформатор тока (БНТ). Защита на отключение выполняется двухступенчатой. Первая ступень защиты выполняется через реле *КА1*. Его срабатывание приводит к отключению выключателя *Q1* через реле *КА2* и отключению линии, питающей поврежденный участок. Вторая ступень защиты с выдержкой времени отключает выключатель *Q* через реле *КА3* и производит отключение секции шин до устранения замыкания на землю.

При защите с помощью реле РТ-40 и *ТНП* при минимальной уставке реле $I_{\text{ср min}} = 0,1 \text{ А}$ минимальный ток срабатывания защиты $I_{\text{сз min}} = 8,5 \text{ А}$. Ток срабатывания защиты выбирается из условия несрабатывания ее от бросков собственного емкостного тока линии при внешних замыканиях на землю по выражению

$$I_{\text{сз}} = k_{\text{отс}} I_{\text{лс}}^{(1)}, \quad (12.9)$$

где $k_{\text{отс}}$ – коэффициент отстройки, для защиты без выдержки времени $k_{\text{отс}} = 4 \div 5$, для защиты с выдержкой времени $k_{\text{отс}} = 2 \div 2,5$; $I_{\text{лс}}^{(1)} = 3I_{\text{ол}}^{(1)}$ – собствен-

ный емкостной ток линии; $I_{\text{ол}}^{(1)}$ – ток нулевой последовательности линии при однофазном КЗ.

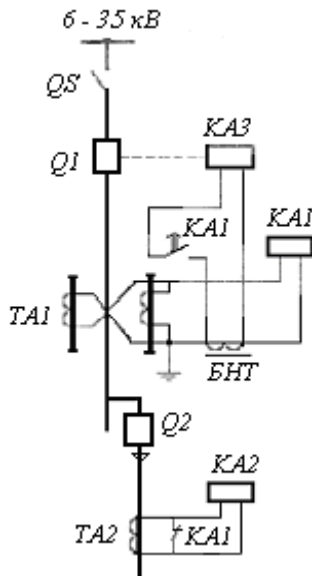


Рис. 12.23. Защита на отключение однофазного короткого замыкания на землю: QS – разъединитель; Q , $Q1$ – выключатель; $KA1$ – $KA3$ – реле тока; $TA1$, $TA2$ – трансформаторы тока, $БНТ$ – быстронасыщающийся трансформатор тока

Ток срабатывания *направленной защиты нулевой последовательности* определяется из условия обеспечения необходимой чувствительности

$$I_{\text{сз}} \geq I_{\text{эс}}^{(1)} / k_{\text{ч}}, \quad (12.10)$$

где $I_{\text{эс}}^{(1)}$ – наименьшее значение емкостного тока без учета емкостного тока защищаемой линии; $k_{\text{ч}}$ – коэффициент чувствительности, принимаемый равным 2.

В сетях с компенсированной нейтралью применяют устройства сигнализации замыкания на землю типов УСЗ-2/2 и УСЗ-3М, реагирующие на сумму высших гармонических в токе замыкания на землю. УСЗ подключаются к трансформаторам тока нулевой последовательности.

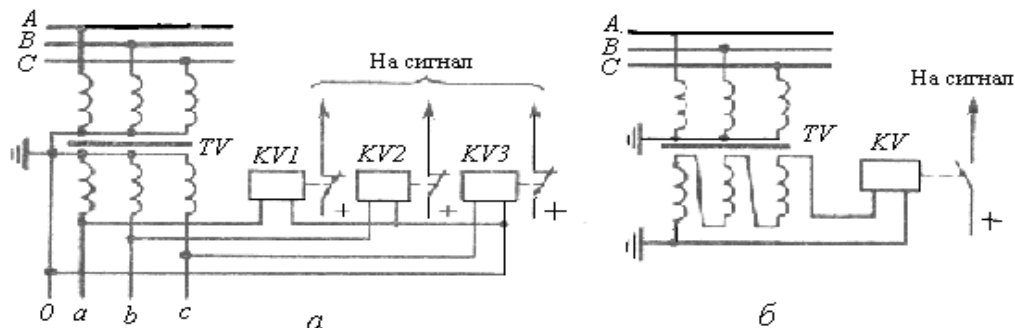


Рис. 12.24. Схемы неселективной сигнализации при замыканиях на землю: а – включение трех минимальных реле напряжения; б – включение одного максимального реле напряжения; KV , $KV1$ – $KV3$ – реле напряжения; TV – трансформатор напряжения

Самой распространенной является *неселективная сигнализация*, применяемая независимо от наличия других видов защит. Она обычно выполняется в

виде защиты напряжения. Схема сигнализации состоит из трех минимальных реле напряжения $KVI - KV3$ (рис. 12.24, а), включенных на напряжения фаз относительно земли или одного максимального реле напряжения KV (рис. 12.24, б), включенного на напряжение нулевой последовательности.

Реле напряжения подключаются к трансформатору напряжения, присоединенного к шинам РУ.

Защита электрических линий в сетях на напряжение до 1 кВ. При напряжении до 1 кВ наиболее распространенной является четырехпроводная электрическая сеть с глухозаземленной нейтралью. Основными видами повреждений в такой сети являются междуфазные короткие замыкания и замыкания отдельных фаз на землю. Значения токов КЗ выше, чем в установках напряжением выше 1 кВ. Поэтому защита от коротких замыканий должна быть быстродействующей. Токи однофазного КЗ значительно меньше токов трехфазного КЗ (в $2,8 \div 3,3$ раза) [17]. Спад тока КЗ резко проявляется по мере удаления места КЗ от источника питания. Опасным видом повреждения является обрыв проводов электрических линий. Особенно это часто проявляется в воздушных линиях. До 40% всех повреждений в воздушных линиях составляют обрывы проводов с падением провода на землю. Это может привести к однофазным КЗ и несимметрии нагрузки в сети.

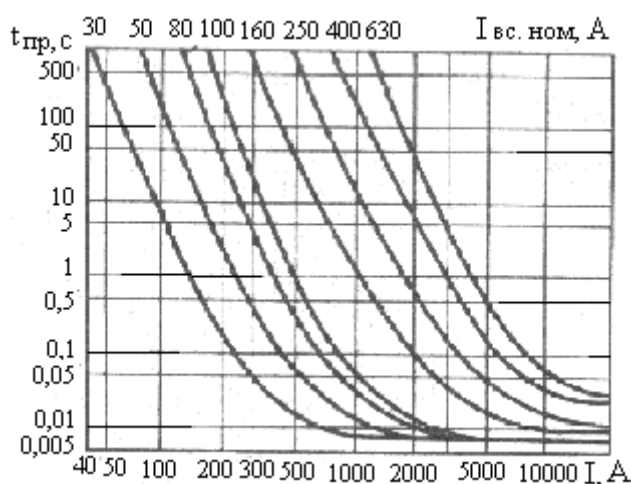


Рис. 12.25. Защитные характеристики предохранителей ПН-2

Защита от коротких замыканий осуществляется плавкими предохранителями. В основном применяются предохранители НПН-2, ПН-2. Защитные характеристики предохранителей ПН-2 приведены на рис. 12.25.

Защита от коротких замыканий и перегрузок осуществляется также расцепителями автоматических выключателей. Широко применяются автоматические выключатели серии ВА50, имеющие тепловые, электромагнитные и полупроводниковые расцепители и их сочетания. Выключатели имеют исполнения для неселективной и селективной защиты. Неселективная защита выполняется двухступенчатой — на первой ступени электромагнитными расцепителями и на третьей ступени — тепловыми расцепителями. Селективная защита выполняется трехступенчатой и осуществляется полупроводниковыми расцепителями.

12.7. Релейная защита электроустановок и оборудования

Защита силовых трансформаторов. Выбор защиты трансформаторов зависит от мощности, назначения, места установки и условий эксплуатации. Защита трансформаторов должна обеспечивать отключение силового трансформатора при повреждениях внутри трансформатора и при коротком замыкании за трансформатором. Основными видами повреждений являются:

- междуфазные короткие замыкания обмоток трансформатора;
- замыкания на выводах;
- витковые замыкания в одной фазе;
- однофазные замыкания на землю одной из обмоток или вывода в сети с глухозаземленной нейтралью;
- понижение уровня масла;
- «пожар» стали;
- внешние короткие замыкания и перегрузки, вызывающие резкое увеличение тока в обмотках трансформатора.

Для защиты трансформаторов от их повреждений и сигнализации о нарушениях их работы могут применяться следующие виды защит: ДТЗ, МТЗ, ТО, газовая защита и защита предохранителями.

В качестве основной защиты от повреждений на выводах и внутренних повреждений трансформаторов при мощности 6300 кВА и выше, как правило, применяется ДТЗ. Для трансформаторов мощностью 1000 кВА и выше – ТО. Если ТО не обеспечивает защиту ($K_n < 2$), а МТЗ имеет выдержку более 1с, также применяют ДТЗ.

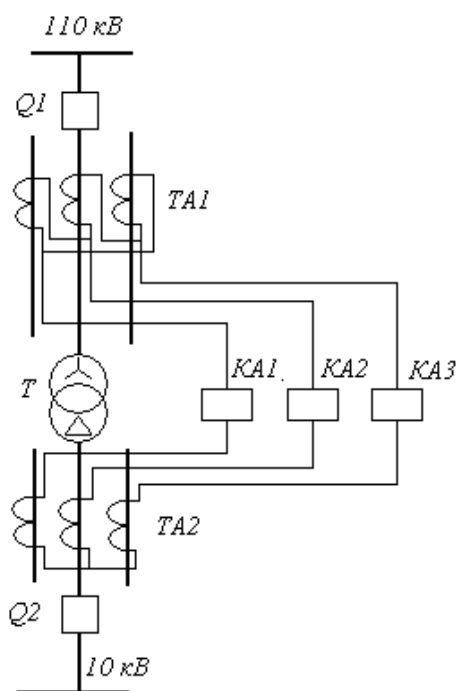


Рис. 12.26. Схема ДТЗ трансформатора: Q1, Q2 – выключатели; T – защищаемый трансформатор; TA1, TA2 – трансформаторы тока; KA1 – KA3 – реле тока

Если ДТЗ не применяют, то основной защитой является ТО, установленная со стороны питания.

Дифференциальная токовая защита. На рис. 12.26 приведена схема ДТЗ трансформатора. Трансформатор T подсоединяется к питающей сети напряжением 110 кВ через выключатель $Q1$, а к секции шин низшего напряжения – через выключатель $Q2$. Первичная обмотка трансформатора имеет схему соединения – Y , вторичная – Δ .

Со стороны питания установлен комплект трансформаторов тока $TA1$, со стороны шин низшего напряжения – $TA2$. Между трансформаторами тока включен комплект токовых реле $KA1 - KA3$. Для компенсации углового сдвига фаз между токами, подходящими к реле при соединении обмоток силового трансформатора Y/Δ обмотки трансформаторов тока $TA1$ соединяются в треугольник, а $TA2$ – в звезду. Коэффициент чувствительности должен быть больше или равен 2 ($K_{\text{ч}} \geq 2$). Иногда считается достаточным $K_{\text{ч}} \geq 1,5$.

Защита не должна срабатывать при бросках тока намагничивания. Ток срабатывания ДТЗ устанавливается в 3–4 раза больше номинального тока трансформатора для отстройки от бросков тока намагничивания трансформатора при включении его без нагрузки. Ток намагничивания в первоначальный момент включения равен 6–8 кратному номинальному току трансформатора, но в течение 1 с уменьшается до $0,2I_{\text{ном}}$.

Токовая отсечка. Для защиты трансформаторов мощностью до 6300 кВА вместо сложной ДТЗ устанавливается токовая отсечка. Ток срабатывания ТО выбирают таким образом, чтобы отсечка не работала при КЗ за трансформатором.

Схема ТО может быть использована в качестве резервной при защите трансформаторов мощностью 6300 кВА и выше.

Максимальная токовая защита. Для защиты трансформаторов мощностью 1000 кВА и выше от внешних КЗ и перегрузок применяется МТЗ. Как правило, защита от перегрузок устанавливается в одной фазе трансформатора, так как перегрузки обычно бывают симметричными. Ток срабатывания реле защиты от перегрузки

$$I_{\text{ср}} = K_{\text{отс}} K_{\text{сх}} I_{\text{н}} / K_{\text{в}} K_{\text{т}}, \quad (12.11)$$

где $K_{\text{отс}} = 1,05$ – коэффициент отстройки; $I_{\text{н}}$ – номинальный ток обмотки трансформатора, где установлена защита от перегрузки; $K_{\text{в}}$ – коэффициент возврата реле; $K_{\text{т}}$ – коэффициент трансформации трансформатора тока.

На рис. 12.27 приведена схема МТЗ трансформатора.

В токовых цепях первичной обмотки трансформатора установлены два токовых реле $KA1$ и $KA2$ для выполнения МТЗ и одно реле $KA3$ для защиты от перегрузки. Реле подключены к трансформаторам тока $TA1$. Во вторичной обмотке трансформатора установлено токовое реле $KA4$. При коротком замыкании в первичной обмотке срабатывают реле $KA1$ и (или) $KA2$ и включают в работу реле времени $KT1$, которое с выдержкой времени включает промежуточное реле $KL1$, а оно своими контактами $KL1:1$ и $KL1:2$ воздействует на отключающие катушки $YAT1$ и $YAT2$ выключателей $Q1$ и $Q2$.

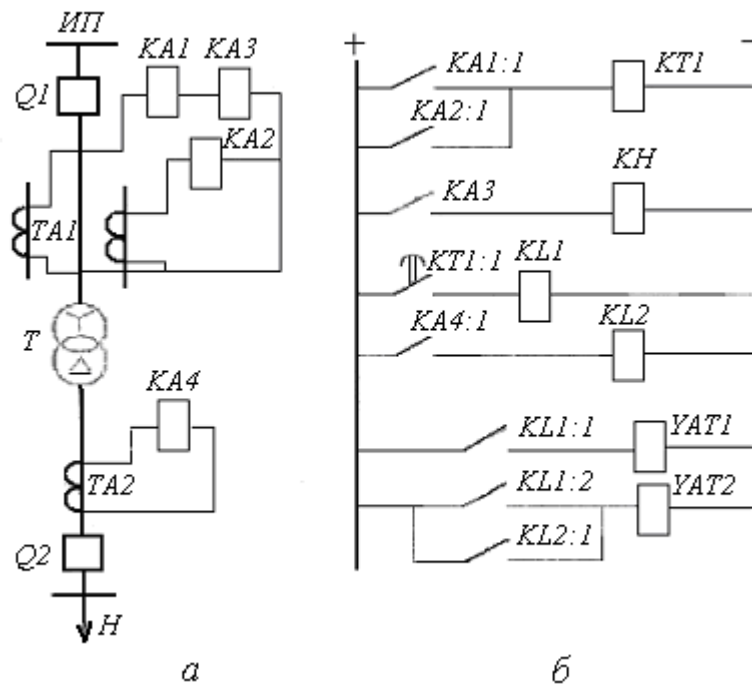


Рис. 12.27. Схема МТЗ трансформатора: *ИП* – источник питания; *Q1*, *Q2* – выключатели; *T* – защищаемый трансформатор; *H* – нагрузка; *KA1* – *KA4* – реле тока; *TA1*, *TA2* – трансформаторы тока; *KT1* – реле времени; *KH* – указательное реле; *KL1* – *KL2* – промежуточное реле; *YAT1*, *YAT2* – электромагниты отключения выключателей *Q1*, *Q2*

При перегрузке срабатывает реле *KA3* на сигнал, включая указательное реле *KH*.

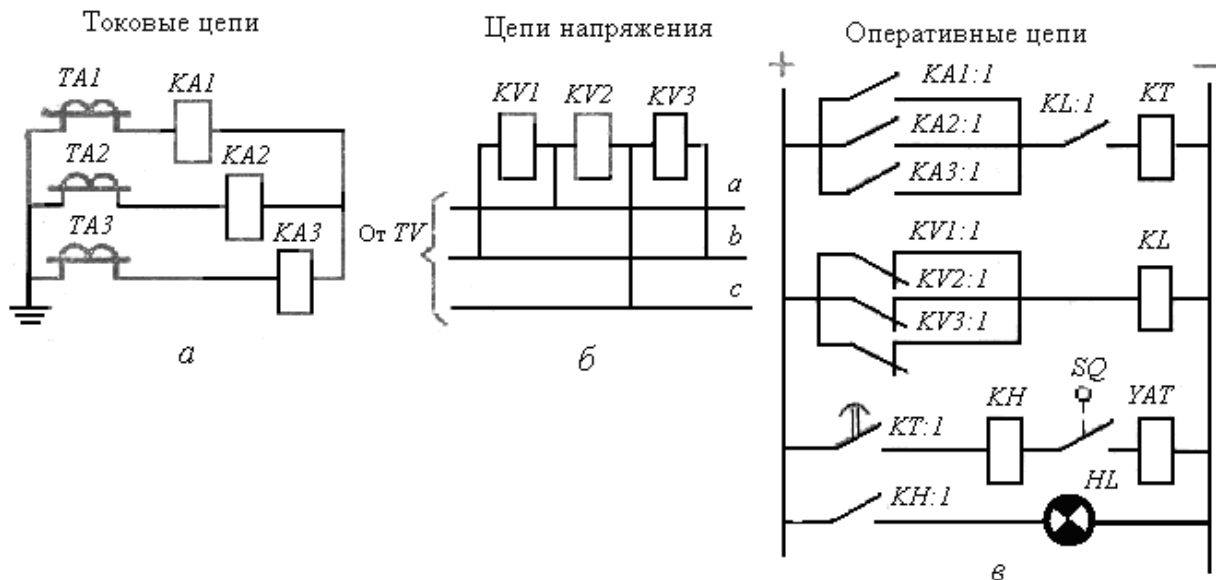


Рис. 12.28. Схема МТЗ с блокировкой минимального напряжения: *TA1* – *TA3* – трансформаторы тока; *KA1* – *KA3* – реле тока; *KV1* – *KV3* – реле напряжения; *KT* – реле времени; *KL* – промежуточное реле; *KH* – сигнальное реле; *HL* – сигнальная лампа; *YAT* – электромагнит отключения выключателя; *SQ* – контакт выключателя *Q*

При коротком замыкании во вторичной обмотке трансформатора срабатывает реле $KA4$, включающее промежуточное реле $KL2$, которое своим замыкающим контактом $KL2:1$ воздействует на отключающую катушку $YAT2$ и отключает выключатель $Q2$.

С целью повышения чувствительности МТЗ иногда применяется *МТЗ с пусковым органом напряжения*. При этом ток срабатывания защиты выбирается без учета перегрузки трансформатора по условию

$$I_{сз} = K_{отс} I_{т.ном} / K_{в}, \quad (12.12)$$

где $K_{отс}$ принимается равным 1,2; а $K_{в}=0,8$.

Схема защиты приведена на рис. 12.28.

Схема содержит кроме токовых реле $KA1 - KA3$ три реле минимального напряжения $KV1 - KV3$. Схема осуществляет защиту только при КЗ, так, реле тока и реле минимального напряжения могут одновременно срабатывать только при КЗ, когда токи возрастают и напряжение снижается. При коротком замыкании реле времени KT с выдержкой времени даст команду на срабатывание электромагнита отключения YAT и отключение выключателя Q . При этом срабатывает сигнальное реле КН и подаст сигнал об отключении выключателя.

На многообмоточных трансформаторах МТЗ должна обеспечить отключение только того выключателя, со стороны которого произошло КЗ.

Газовая защита. При повреждениях внутри бака трансформатора, сопровождающихся выделением газов, и от понижения уровня масла применяется газовая защита. Она является обязательной на трансформаторах мощностью 6300 кВА и более. Газовая защита применяется также на трансформаторах мощностью 1000 – 4000 кВА, не имеющих ДТЗ или отсечки. Обязательной является газовая защита для трансформаторов цеховых (потребительских) подстанций мощностью 630 кВА и более.

Принцип действия газовой защиты основан на использовании явления газообразования при нагреве и разложении масла в баке трансформатора.

Газовая защита осуществляется с помощью газовых реле, которые могут быть поплавковыми, лопастными и чашечными. Широко применяются чашечные реле РГЧЗ-66 (рис. 12.29, а). Реле представляет собой металлический патрубок, устанавливаемый в трубопроводе, соединяющем бак трансформатора с расширителем. Основными элементами реле являются плоскодонные алюминиевые чашки 5 и 8, в которых размещаются контакты. В верхней части патрубка находится контактная пара 1. Напротив отверстия для протока масла установлена пара с контактами 2. Чашки могут поворачиваться вокруг осей 9 и 11. В нормальном режиме чашки удерживаются в горизонтальном положении пружинами 3 и 7. Чашки заполнены маслом. При незначительном газовыделении или при понижении уровня масла верхняя чашка опускается вниз, при этом контакты 1 (контакт $KG:1$ на рис 11.29, б) замыкаются, подавая сигнал в цепь предупреждающей сигнализации. Движение чашек вверх ограничивается упорами 4 и 6.

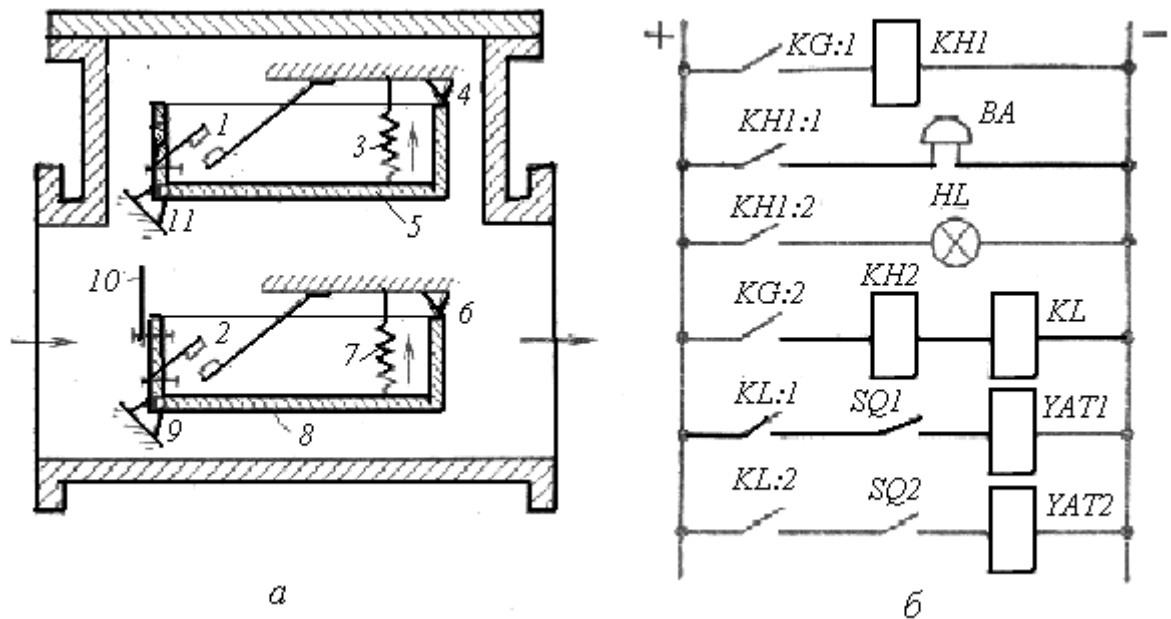


Рис. 12.29. Газовая защита трансформатора: *а* – конструкция и принцип действия газового реле РГЧЗ-66; *б* – схема газовой защиты трансформатора:

1, 2 – контакты; 3, 7 – пружины; 4, 6 – упоры; 5, 8 – алюминиевые чашки; 9, 11 – оси; 10 – лопасть

При КЗ возникает сильное газообразование в трансформаторе с усилением потока газа. Газовый поток, воздействуя на лопасть 10, поворачивает чашку 8 около оси 11 вниз. Контакты 2 (контакт *KG:2* на рис. 12.29, *б*) в цепи отключения трансформатора замыкаются.

На рис. 12.29, *б* приведена схема работы газовой защиты трансформатора. При утечке масла из газового реле замыкается контакт *KG:1*, при этом срабатывает указательное реле *KH1*, подавая звуковой сигнал звонком *BA* и световой сигнал лампой *HL*. При усилении газового потока замыкается контакт *KG:2*. Включается промежуточное реле *KL*, воздействующее своими контактами на электромагниты отключения выключателей *SQ1* и *SQ2* с двух сторон трансформатора.

Защита трансформаторов плавкими предохранителями. Защита трансформаторов в сети 35 кВ осуществляется предохранителями ПВТ-35-100, а трансформаторов мощностью до 1000 кВА в сети 6 и 10 кВ – предохранителями ПКТ и ПК, которые устанавливаются совместно с выключателями нагрузки ВНП. Защитные характеристики предохранителей ПКТ приведены на рис. 12.30.

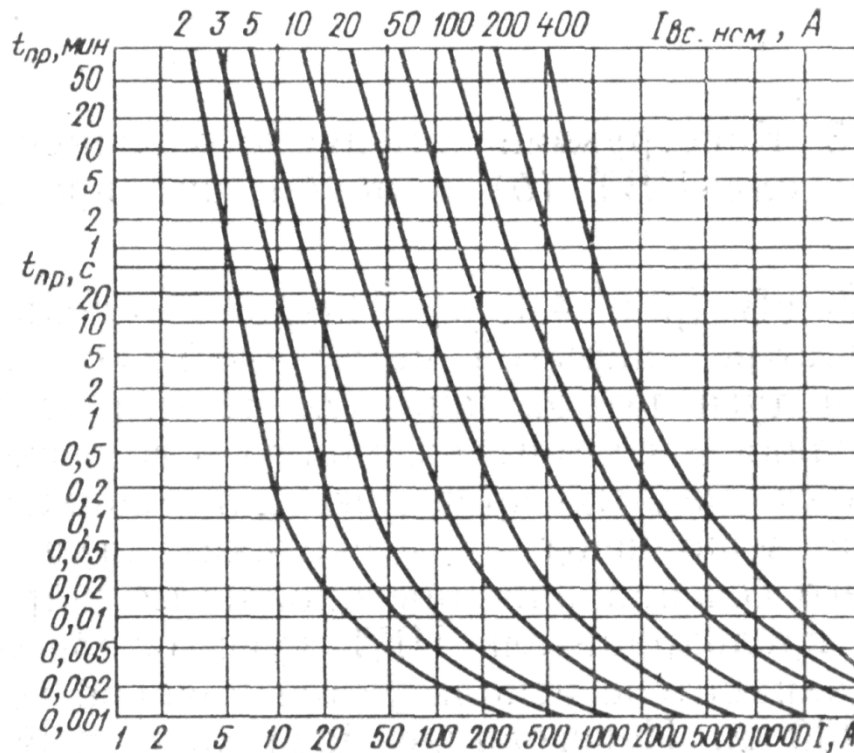


Рис. 12.30. Защитные характеристики предохранителей ПКТ

В табл. 7.1 приведены данные по выбору предохранителей ПК для силовых трансформаторов.

Таблица 7.1

Выбор предохранителей типа ПК для силовых трансформаторов

Мощность трансформатора, кВА	Напряжение 6 кВ			Напряжение 10 кВ		
	Ток трансформатора, А	Предохранитель	Ток плавкой вставки, А	Ток трансформатора, А	Предохранитель	Ток плавкой вставки, А
100	10	ПК-6/30	20	6	ПК-10/30	15
160	15	ПК-6/30	30	9	ПК-10/30	20
250	24	ПК-6/75	50	15	ПК-10/30	30
400	38	ПК-6/75	75	23	ПК-10/50	50
630	60	ПК-6/150	100	36	ПК-10/100	75
1000	96	ПК-6/150	150	58	ПК-10/100	100

Защита трансформаторов потребительских подстанций от коротких замыканий в сети до 1 кВ. При коротких замыканиях в сети до 1 кВ, которые являются внешними КЗ для трансформаторов, ток КЗ проходит через обмотки трансформатора. Для защиты от этих токов в РУНН трансформаторной

подстанции устанавливаются автоматические выключатели серий «Электрон» и ВА50 селективного и неселективного исполнения или предохранители серии ПН2.

Защита конденсаторных установок. Конденсаторные установки предназначены для повышения коэффициента мощности в СЭС. Они также являются источниками реактивной мощности. Их защиту от КЗ осуществляют при напряжении выше 1 кВ с помощью предохранителей или двухфазной токовой отсечкой [17]. Схемы защит приведены на рис. 12.31. Предохранители устанавливаются в каждой фазе конденсаторной установки и для защиты установки в целом. Токовая отсечка выполняется двухфазной.

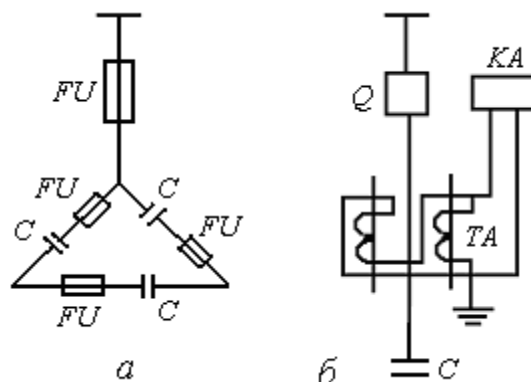


Рис. 12.33. Защита конденсаторных установок: а – предохранителями; б – токовой отсечкой; FU – предохранитель; C – конденсатор; Q – выключатель; TA – трансформатор тока; KA – реле тока

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя и ток срабатывания защиты выбирается с учетом отстройки от токов переходного процесса при включении КУ по условию

$$I_{сз} = I_{вс.н} = k_{отс} I_{ку}, \quad (12.13)$$

где $I_{вс.н}$ – номинальный ток плавкой вставки; $k_{отс}$ – коэффициент запаса; $I_{ку}$ – номинальный ток конденсаторной установки. Коэффициент запаса принимают равным для релейной защиты $k_{отс} = 2$, для предохранителей $k_{отс} = 2,5$.

В сетях напряжением до 1 кВ защита осуществляется плавкими предохранителями или быстродействующими автоматическими выключателями.

Защита электродвигателей. Основными повреждениями электродвигателей могут быть: многофазные короткие замыкания обмоток двигателей, однофазные замыкания на землю обмотки статора, витковые замыкания в любой из обмоток, обрывы в цепях возбуждения синхронных электродвигателей. Замыкания в электродвигателях сопровождаются прохождением больших токов, разрушающих изоляцию и провода обмоток, сталь статора и ротора. Кроме того, при работе электродвигателей могут наблюдаться ненормальные режимы, вызывающие значительные перегрузки. К ним относятся сверхтоки технологической перегрузки, сверхтоки при понижении напряжения, сверхтоки при обрыве фазы.

Для защиты от многофазных коротких замыканий асинхронных и синхронных электродвигателей на напряжение выше 1 кВ, как правило, используется токовая отсечка. На рис. 12.34, *а* приведена схема ТО с реле прямого действия переменного тока, а на рис. 12.34, *б* – с реле косвенного действия на постоянном токе.

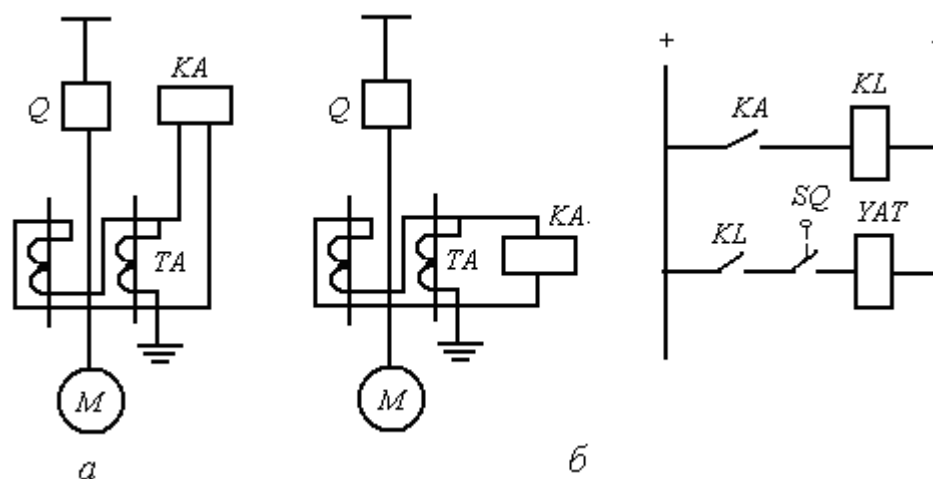


Рис. 12.34. Схема токовой отсечки электродвигателя: *а* – с реле прямого действия на переменном токе; *б* – с реле косвенного действия на постоянном токе; *Q* – выключатель; *M* – электродвигатель; *TA* – трансформатор тока; *KA* – реле тока; *KL* – промежуточное реле; *YAT* – электромагнит отключения выключателя

Защита от перегрузок осуществляется, в основном, индукционными элементами реле РТ-80. Электромагнитные элементы реле РТ-80 используются для защиты от КЗ. Ток срабатывания реле выбирают из условия

$$I_{\text{ср}} = k_{\text{отс}} k_{\text{сх}} I_{\text{д.н}} / k_{\text{в}} K_{\text{I}}, \quad (12.14)$$

где $I_{\text{д.н}}$ – номинальный ток электродвигателя.

Защита от замыканий на землю предусматривается для двигателей мощностью до 2000 кВт, если ток замыкания на землю более 10 А. При мощности более 2000 кВт защита предусматривается, если ток замыкания на землю более 5 А. Реле защиты подключается к однотрансформаторному фильтру нулевой последовательности (рис. 12.22).

Минимальная защита напряжения выполняется двухступенчатой (рис. 12.33). В схеме используются минимальные реле напряжения KVT1, KVT2. На первой ступени при напряжении $0,7 U_{\text{ном}}$ срабатывает реле KVT1 и отключает выключатель *QI* электродвигателя неответственного электроприемника. Выдержка времени на первой ступени составляет 0,5 – 1,5 с.

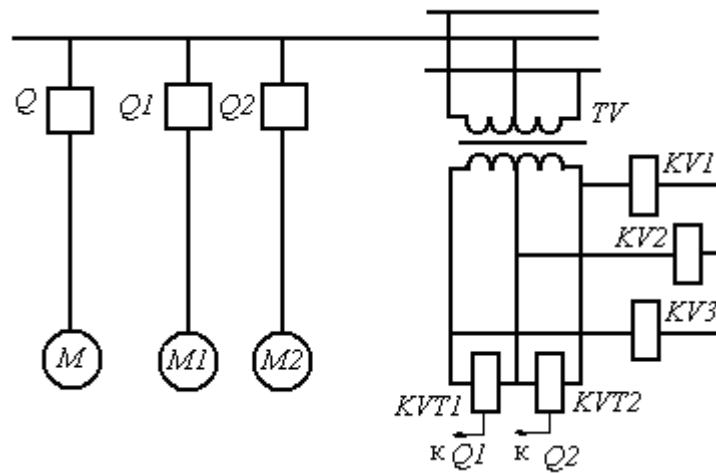


Рис. 12.33. Минимальная защита напряжения электродвигателя: $Q, Q1, Q2$ – выключатели; $M, M1, M2$ – электродвигатели; TV – трансформатор напряжения; $KV1 - KV3$ – реле напряжения; $KVT1, KVT2$ – реле минимального напряжения

При снижении напряжения до $0,5 U_{ном}$ срабатывает реле $KVT2$ второй ступени, отключая выключатель $Q2$ части электродвигателей ответственных приемников. Выдержка времени второй ступени составляет 10 – 15 с. Наиболее ответственные электроприемники M остаются включенными.

Реле напряжения $KV1 - KV3$ срабатывают на сигнал.

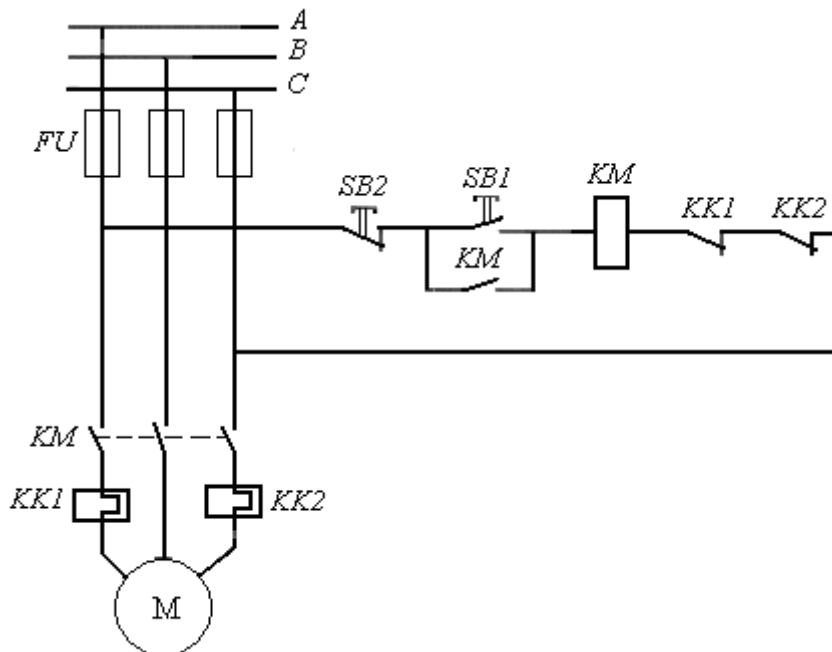


Рис. 12.34. Схема защиты электродвигателя от коротких замыканий и перегрузки: FU – предохранитель; M – электродвигатель; $SB1, SB2$ – кнопочные выключатели «Пуск» и «Стоп»; KM – контактор; $KK1, KK2$ – тепловые реле

Защита электродвигателей напряжением до 1 кВ. Предусматривается защита электродвигателей от следующих режимов:

- многофазных коротких замыканий;
- однофазных замыканий на землю;
- перегрузки;
- потери питания и снижения напряжения.

Защита от коротких замыканий в сетях с глухозаземленной нейтралью выполняется трехфазной, что обеспечивает защиту и при многофазных и однофазных замыканиях. Защита может выполняться плавкими предохранителями, расцепителями автоматических выключателей, максимальными реле тока. Управление электродвигателями M («Пуск» и «Отключение») осуществляется с помощью кнопочных выключателей $SB1$ и $SB2$. При защите от КЗ предохранители FU устанавливаются в каждой фазе (рис. 12.34). Для выполнения коммутационных операций применяются контакторы KM . Вместо контакторов можно применить магнитные пускатели с установкой тепловых реле $KK1$ и $KK2$ в двух фазах. Применение тепловых реле позволяет осуществить *защиту электродвигателя от перегрузки*. Таким образом, схема рис. 12.34 обеспечивает защиту и от КЗ и от перегрузки.

Номинальный ток плавкой вставки предохранителя для защиты электродвигателя выбирается из условий

$$\begin{aligned} I_{\text{вс.ном.}} &\geq k_{\text{отс}} I_{\text{раб.мах}}, \\ I_{\text{вс.ном.}} &\geq I_{\text{пуск}} / k_{\text{тп}}, \end{aligned} \quad (12.15)$$

где $k_{\text{отс}} = 1,1 - 1,25$; $I_{\text{раб.мах}}$ – максимальный рабочий ток, проходящий через предохранитель; $I_{\text{пуск}}$ – пусковой ток электродвигателя; $k_{\text{тп}} = 1,6 - 2,5$ – коэффициент тяжести пуска.

Для защиты электродвигателей широко применяются автоматические выключатели. Расцепители автоматических выключателей позволяют выполнять все виды защиты – от коротких замыканий, перегрузки, снижения или потери напряжения. Защитой от КЗ является токовая отсечка, выполняемая электромагнитными или полупроводниковыми расцепителями. Защиту электродвигателей от перегрузки выполняют тепловыми расцепителями. Выключатели типов ВА51Г и ВА52Г на номинальные токи до 160 А предназначены специально для пуска и защиты электродвигателей [14].

Защита электродвигателей большой мощности может выполняться максимальными реле тока. На рис. 12.35 приведена схема токовой отсечки без выдержки времени.

Реле тока $KA1 - KA3$ включаются в каждую фазу статора электродвигателя. При срабатывании любого реле от КЗ размыкается его контакт $KA1 - KA3$ в цепи катушки контактора KM и электродвигатель M отключается от сети. Для защиты от перегрузки в одну из фаз включается токовое реле $KA4$. При перегрузке электродвигателя реле $KA4$ своим контактом включает реле времени KT , которое с выдержкой времени отключает двигатель от сети.

В сетях с изолированной нейтралью защита выполняется предохранителями в трех фазах. При использовании других аппаратов защиты можно ограничиться включением их в две фазы.

Температурная защита электродвигателя осуществляется при повышении температуры обмоток электродвигателя. Для контроля температуры в лобовые части обмоток статора или вблизи от них встраиваются температурные реле или терморезисторы. При срабатывании датчика температуры его контакт, включенный в цепь обмотки контактора, осуществит отключение контактора и электродвигателя от сети.

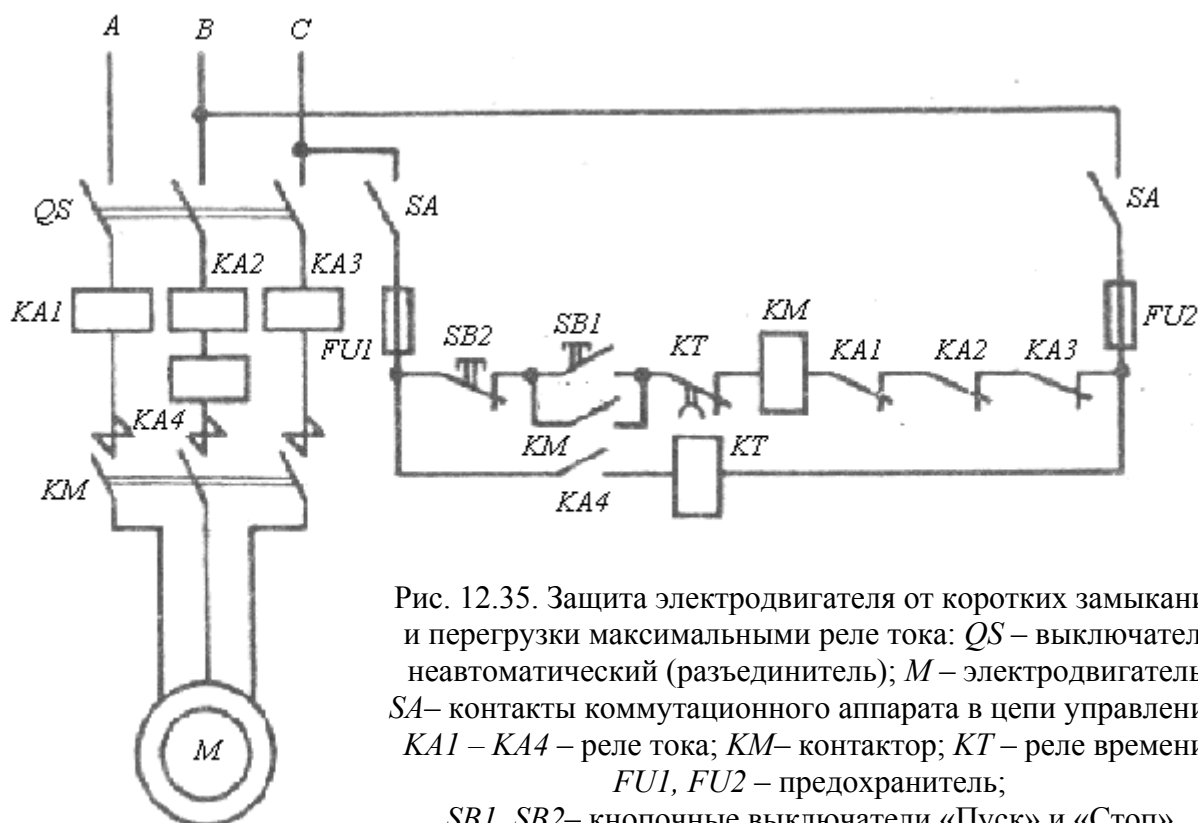


Рис. 12.35. Защита электродвигателя от коротких замыканий и перегрузки максимальными реле тока: *QS* – выключатель неавтоматический (разъединитель); *M* – электродвигатель; *SA* – контакты коммутационного аппарата в цепи управления; *KA1* – *KA4* – реле тока; *KM* – контактор; *KT* – реле времени; *FU1*, *FU2* – предохранитель; *SB1*, *SB2* – кнопочные выключатели «Пуск» и «Стоп»

Защита от обрыва фазы требуется, чтобы не допустить несимметрии напряжения на обмотках электродвигателя. На рис. 12.36 показана одна из многих схем защиты от обрыва фаз. Одним из случаев обрыва фаз является перегорание предохранителя в фазе.

Параллельно предохранителям *FU1*– *FU3* включаются реле контроля обрыва фазы *KS1* – *KS3*. При перегорании одного предохранителя на обмотке реле контроля обрыва соответствующей фазы возникает напряжение, и оно своим размыкающим контактом *KS1* – *KS3* разрывает цепь контактора *KM* и электродвигатель *M* отключается от сети.

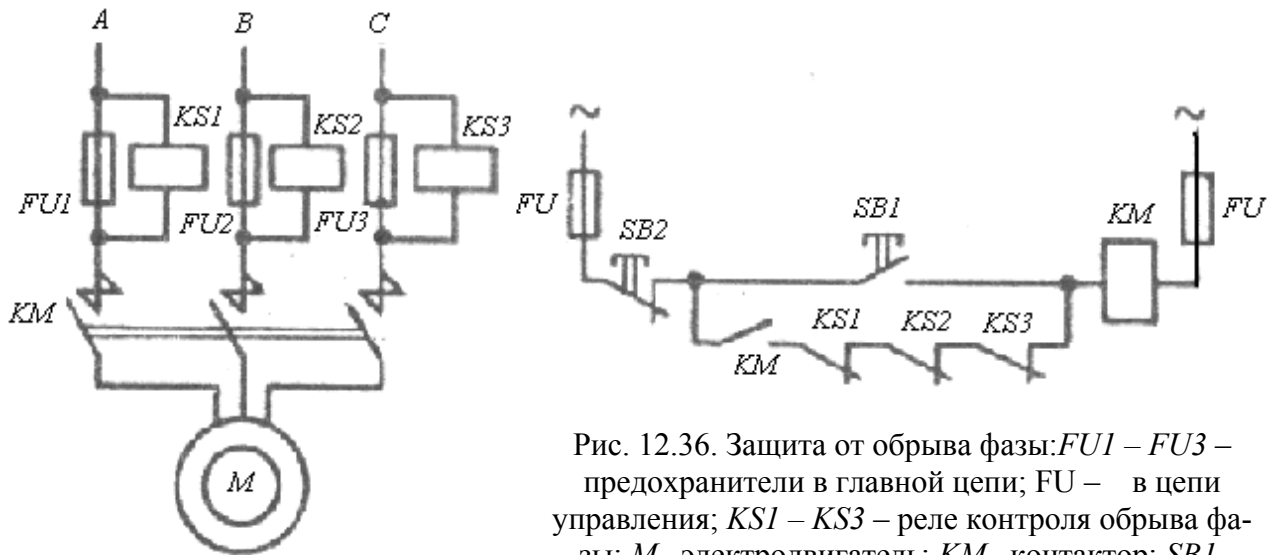


Рис. 12.36. Защита от обрыва фазы: $FU1 - FU3$ – предохранители в главной цепи; FU – в цепи управления; $KS1 - KS3$ – реле контроля обрыва фазы; M – электродвигатель; KM – контактор; $SB1$, $SB2$ – кнопочные выключатели «Пуск» и «Стоп»

Защиту от обрыва фазы можно осуществить путем включения контактора KM (рис. 12.37) к трем контролируемым фазам через трехфазный выпрямитель VS . При обрыве одной из фаз выпрямленное напряжение на обмотке контактора снижается и контактор отключается, отключая двигатель от сети.

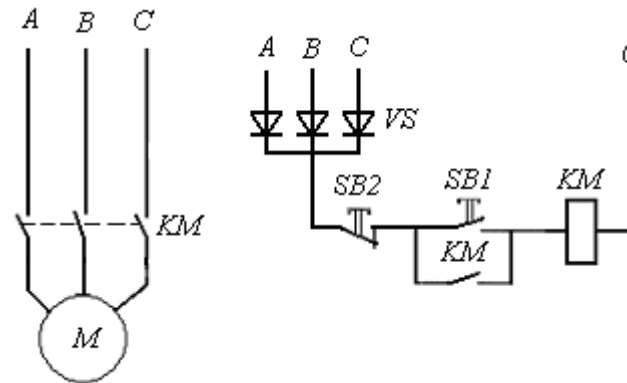


Рис. 12.37. Схема защиты двигателя от обрыва фаз через выпрямитель: M – электродвигатель; KM – контактор; VS – выпрямитель; $SB1$, $SB2$ – кнопочные выключатели «Пуск» и «Стоп»

Минимальная защита напряжения осуществляется с помощью минимального реле напряжения, минимального расцепителя автоматического выключателя, электромагнита контактора или магнитного пускателя. На рис. 12.38 приведена схема управления электродвигателем с помощью контактора KM , подключаемого к независимому источнику питания и с защитой от снижения напряжения с помощью минимального реле напряжения KV .



Рис. 12.38. Схема управления электродвигателем с помощью контактора от независимого источника питания и с защитой от снижения напряжения с помощью минимального реле напряжения: *М* – электродвигатель; *КМ* – контактор; *КВ* – минимальное реле напряжения; *FU* – предохранитель; *SB1*, *SB2* – кнопочные выключатели «Пуск» и «Стоп»

При снижении напряжения на выводах электродвигателя срабатывает реле *КВ* и своим контактом размыкает цепь контактора *КМ*. Электродвигатель отключается от сети. Если управление электродвигателем осуществляется от сети, к которой присоединены обмотки статора электродвигателя, то реле минимального напряжения необязательно, а при снижении напряжения до $0,7 U_{\text{ном}}$ удерживающая катушка электромагнита контактора *КМ* отпускает контакты контактора.

Если вместо контактора применяется автоматический выключатель, то защита от снижения напряжения осуществляется с помощью минимального расцепителя напряжения автоматического выключателя, включаемого аналогично реле *КВ* на рис. 12.40. При снижении напряжения минимальный расцепитель напряжения воздействует на механизм свободного расцепления выключателя, и электродвигатель отключается от сети.

12.8. Виды устройств автоматики

В электроустановках предприятий с целью повышения надежности электроснабжения применяются средства автоматики, осуществляющие автоматическое управление схемой электроснабжения в нормальном и аварийном режимах.

Устройства автоматического повторного включения (АПВ) осуществляют быстрое повторное включение, обеспечивающее восстановление электроснабжения после самоустранения кратковременного повреждения, вызвавшего отключение установки от сети. Причинами кратковременных повреждений являются: схлестывание проводов воздушных линий при сильном ветре, переключение проводов передвижными механизмами, перекрытие изоляции во

время грозы и т.д. Устройства АПВ обязательны на всех воздушных линиях напряжением выше 1 кВ. Схемы АПВ выполняют на постоянном (электромагнитные и пневматические привода) и переменном оперативном токе (пружинно-грузовые привода). Время действия АПВ должно быть минимальным, оно определяется временем автоматического возврата привода выключателя в положение готовности к повторному включению и составляет 0,5 – 1,5 с.

К устройствам АПВ предъявляются следующие требования:

- при наличии АПВ должна быть предусмотрена возможность отключения выключателя персоналом, при этом АПВ не должно срабатывать;
- при наличии АПВ должна быть предусмотрена блокировка от многократных включений выключателя на устойчивое КЗ;
- АПВ не должно функционировать при срабатывании защит, реагирующих на повреждения, которые не могут самоустраняться, например, при газовой защите трансформатора;
- после срабатывания АПВ все элементы, обеспечивающие его функционирование, должны автоматически возвратиться в исходное положение;
- для учета действия АПВ в схемах должны предусматриваться сигнальные (указательные) реле и счетчики срабатывания.

На рис 12.39 приведена схема АПВ однократного действия выключателя на постоянном оперативном токе для линии с односторонним питанием.

В схеме применено комплектное устройство АКС, в которое входят: реле времени *КТ* с добавочным резистором *R1*, обеспечивающим термическую стойкости реле; промежуточное реле *KL* с последовательной и параллельной обмотками, служащее для предотвращения многократного включения выключателя на устойчивое КЗ. Конденсатор *C*, обеспечивает однократность действия АПВ, так как время его заряда после срабатывания АПВ составляет 20 с.

В исходном положении выключатель *Q* (рис. 12.39, *а*) включен, ключи *SA1*, *SA2* и *SA4* (рис 12.39, *б*) находятся в фиксированном замкнутом положении *В*. Конденсатор *C* заряжен, устройство АПВ подготовлено к работе.

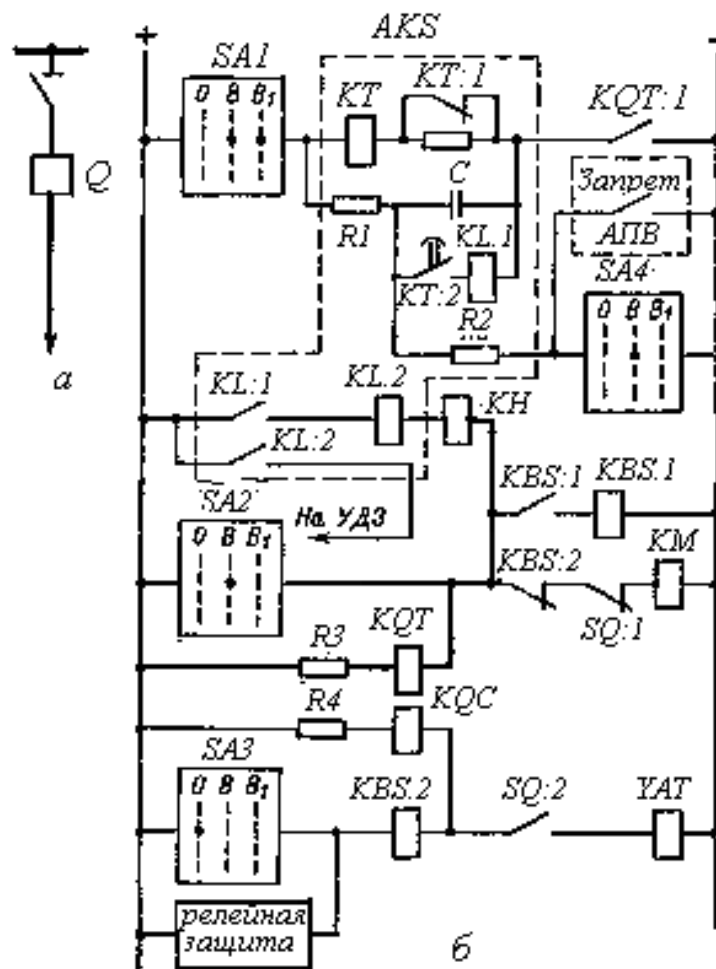


Рис. 12.39. Схема АПВ однократного действия на постоянном оперативном токе: *а* – выключатель отходящей линии; *б* – схема АПВ; *Q* – выключатель; *АКС* – комплектное устройство; *SA1* – *SA4* – ключи управления; *KT* – реле времени; *R1* – *R4* – резисторы; *C* – конденсатор; *KL* – промежуточное реле; *KH* – указательное реле; *KBS* – реле блокировки; *KM* – контактор; *KQT* – реле положения «отключено»; *KQC* – реле положения «включено»; *YAT* – электромагнит отключения выключателя; *УДЗ* – устройство дополнительных защит

Если под действием релейной защиты отключается выключатель *Q* от электромагнита отключения *YAT*, происходит пуск схемы АПВ. Через вспомогательный контакт выключателя *SQ:1* и контакт *KBS:2* реле блокировки *KBS* подается питание на реле положения выключателя *KQT*, которое своим контактом *KQT:1* включает реле *KT*. По истечении установленной выдержки времени, реле *KT* своим контактом *KT:2* подключает параллельную обмотку реле *KL* к заряженному конденсатору *C*. До включения выключателя *Q* и размыкания его контакта *SQ:1* контакты *KL:1* включают через последовательную самоудерживающуюся обмотку реле *KL* контактор *KM*.

Если АПВ успешно сработало, контакт реле KQT размыкается, реле KT обесточивается, обеспечивая новый заряд конденсатора C через 20 с. Если выключатель включился на устойчивое КЗ, то под действием релейной защиты он вновь отключится. Повторного АПВ не произойдет, потому что конденсатор C будет не заряжен.

АПВ выключателя с грузовым или пружинным приводом, например, с приводом ПП-67 выполняется на переменном оперативном токе (рис. 12.40).

Когда РЗ отключает выключатель Q (рис. 12.39, а), включается реле времени KT (рис. 12.40). Реле времени своим замыкающим контактом $KT:1$ включает цепь катушки включения YAC и повторно включает выключатель Q . Одновременно происходит автоматическое натяжение пружины с помощью электродвигательного редуктора M , в цепь которого включен вспомогательный контакт $SQ:5$. Благодаря этому исключается повторное АПВ на устойчивое КЗ, а также включение на КЗ вручную при помощи ключа SA .

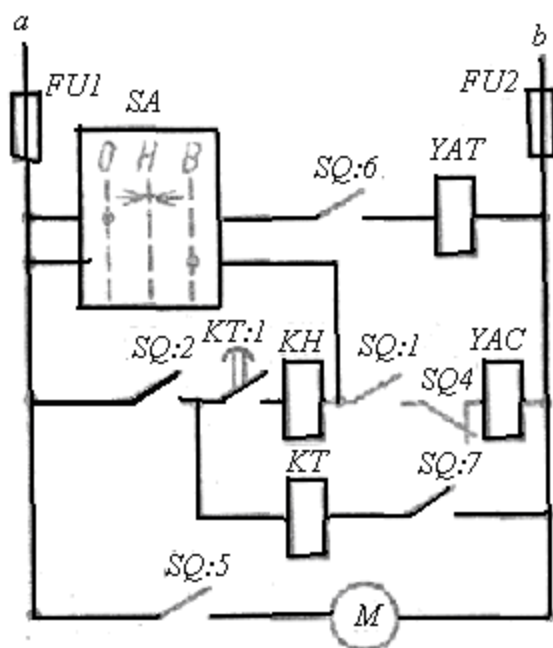


Рис. 12.40. Схема АПВ на переменном оперативном токе: $FU1$, $FU2$ – предохранители; SA – ключ управления; KT – реле времени; KH – указательное реле; YAC – электромагнит включения; YAT – электромагнит отключения выключателя; $SQ1$ – $SQ7$ – вспомогательный контакт выключателя; M – электродвигательный редуктор

Устройства автоматического включения резерва (АВР) в соответствии с ПУЭ применяются обязательно для потребителей I категории с отдельным питанием от двух источников питания, что повышает надежность электроснабжения и уменьшает время простоя оборудования. На рис. 12.41 приведена схема АВР на секционном выключателе с пружинным приводом. В нормальном режиме вводные выключатели $Q1$ и $Q2$ включены, секционный выключатель $Q3$ отключен. Схема работает на переменном оперативном токе. Реле блокировки KBS , предназначенное для однократного действия АВР, получает питание от выпрямителя VT . Ключи управления $SA1$ и $SA2$ находятся в положении АВР. Контакт привода SQM замкнут.

При исчезновении напряжения на 1 секции срабатывают минимальные реле напряжения $KV1$ и $KV2$, включая реле времени $KT1$, которое своим контактом $KT1:1$ с выдержкой времени включает промежуточное реле $KL1$. Реле $KL1$ своим контактом $KL1:1$ включает цепь электромагнита отключения

$YAT1$ выключателя $Q1$, который отключается. При этом вспомогательный контакт $Q1:3$ включает электромагнит включения $YAC3$ секционного выключателя $Q3$ и освобождает пружину привода этого выключателя. Секционный выключатель $Q3$ после включения восстанавливает питание на первой секции от линии 2. Одновременно включается электродвигатель M заводки пружины, подготавливая механизм включения к новому циклу.

При включении на КЗ секционный выключатель $Q3$ отключается своей релейной защитой.

При исчезновении напряжения на второй секции срабатывают минимальные реле напряжения $KV3$ и $KV4$ и схема работает аналогично.

Однократность АВР обеспечивается благодаря тому, что при отключении выключателей $Q1$ или $Q2$ реле блокировки KBS с выдержкой времени размыкает электромагнит включения $YAC3$ секционного выключателя $Q3$.

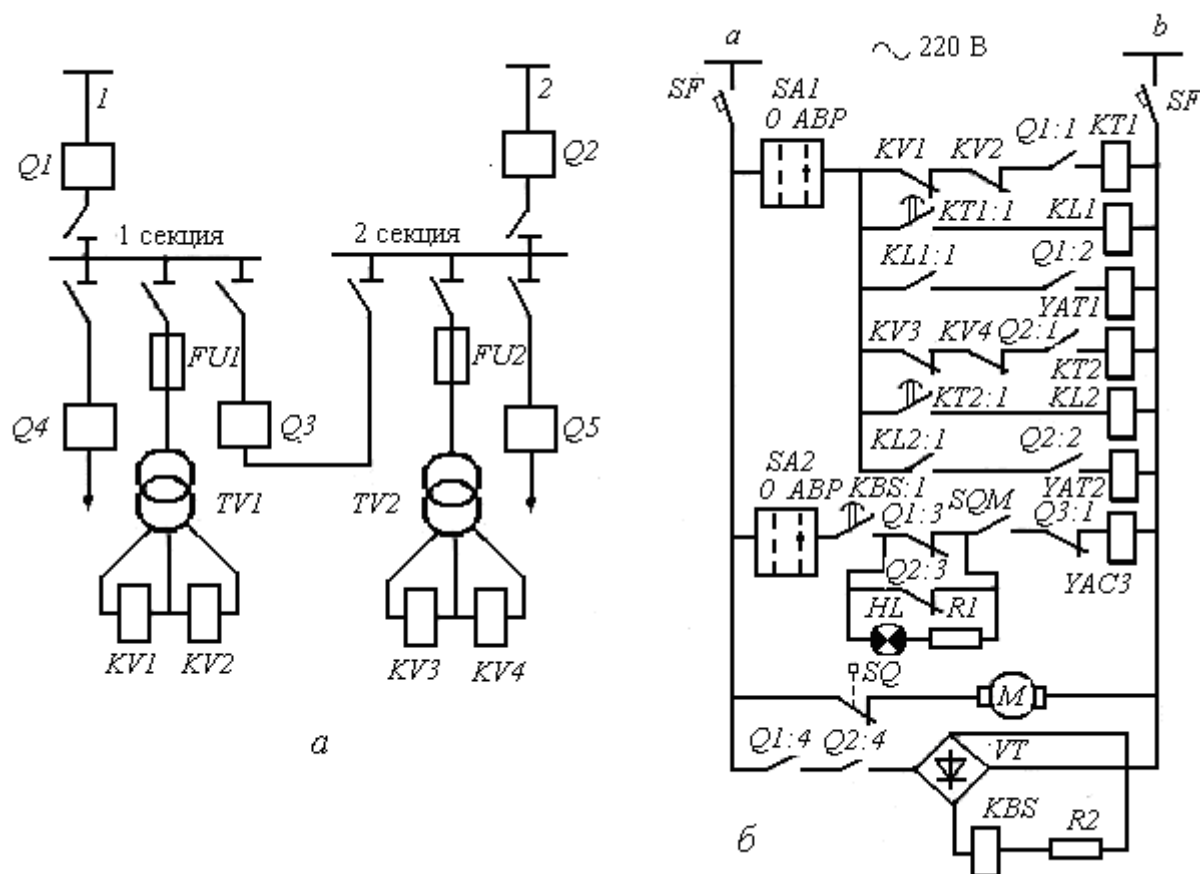


Рис. 12.41. Схема АВР на секционном выключателе: а — схема подстанции; б — цепи автоматики; $Q1 - Q2$ — вводной выключатель; $Q3$ — секционный выключатель; $Q4, Q5$ — выключатель отходящей линии; $FU1, FU2$ — предохранитель; $TV1, TV2$ — трансформатор напряжения; $KV1 - KV4$ — реле напряжения; SF — автоматический выключатель; $SA1, SA2$ — ключ управления; $KT1, KT2$ — реле времени; $KL1, KL2$ — промежуточное реле; KBS — реле блокировки; VT — выпрямитель; $R1, R2$ — резисторы; HL — сигнальная лампа; M — двигатель завода пружины; SQM — контакт привода; SQ — конечный выключатель привода; $YAT1, YAT2$ — электромагниты отключения вводных выключателей; $YAC3$ — электромагнит включения секционного выключателя

АВР в электроустановках напряжением до 1 кВ. В установках до 1 кВ устройства АВР выполняют на автоматических выключателях и контакторах. Автоматические выключатели для АВР применяются на шинах РУНН трансформаторных подстанций. Для этих целей используются выключатели с электродвигательным приводом серий «Электрон», ВА50. Как правило, вводные и секционный выключатели применяются одного типа. На рис. 12.42 приведена схема АВР на секционном выключателе ВА50 в РУНН двухтрансформаторной подстанции. Потребители электроэнергии подключены к двум трансформаторам цеховой подстанции.

При исчезновении напряжения от трансформатора $T1$ минимальный расцепитель выключателя $QF1$ отключит выключатель. Если ключ $SA1$ будет установлен в положение АВР, то при отключении выключателя $QF1$ его вспомогательный контакт $SQF1$ в цепи привода секционного выключателя QF окажется замкнутым и секционный выключатель включится. Включение секционного выключателя происходит под действием импульсных электромагнитов $YA1$ и $YA2$ по цепи: источник оперативного тока с напряжением U , замкнутый вспомогательный контакт привода S , размыкающий контакт кнопочного выключателя $SB1$, осуществляющего включение выключателя в нормальных режимах, размыкающий контакт кнопочного выключателя $SB2$, осуществляющего отключение выключателя в нормальных режимах, ключ $SA1$, размыкающий вспомогательный контакт $SQF1$ выключателя $QF1$, импульсные электромагниты $YA1$ и $YA2$, полупроводниковый диод VD , источник оперативного тока.

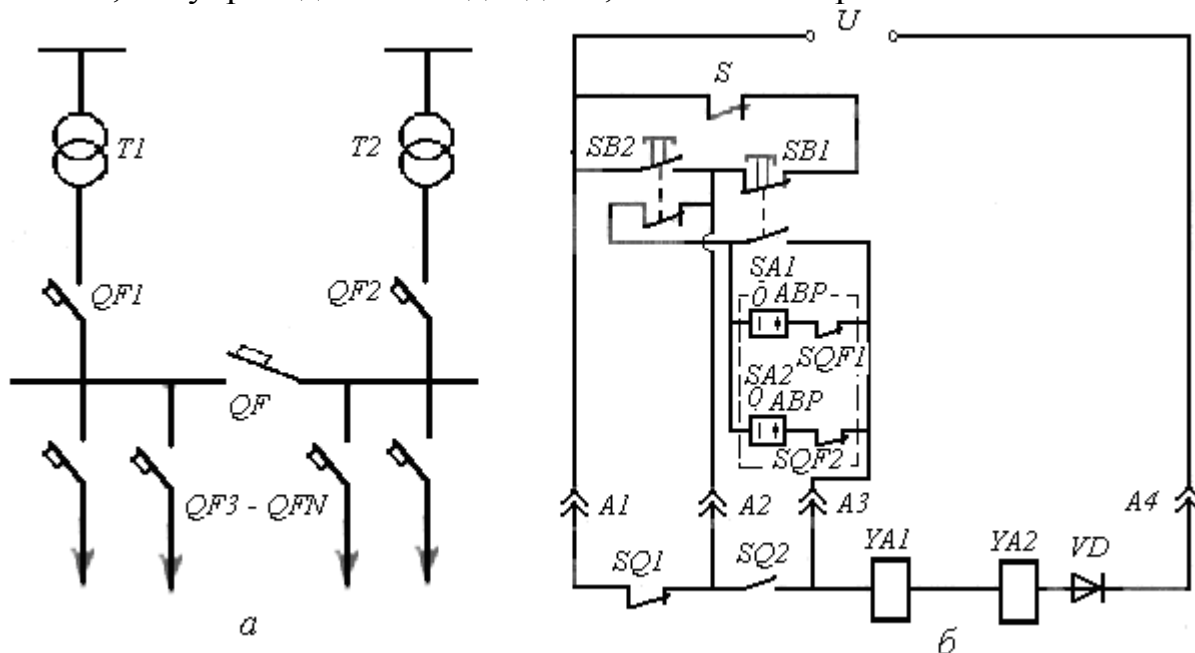


Рис. 12.42. Схема АВР на секционном выключателе: а — схема первичных соединений; б — схема включения секционного выключателя: $T1$, $T2$ — трансформатор; $QF1$, $QF2$ — вводной автоматический выключатель; QF — секционный выключатель; $QF3 - QFN$ — выключатели отходящих линий; $SA1$, $SA2$ — ключ управления; $SB1$, $SB2$ — кнопочные выключатели включения и выключения секционного выключателя; $SQ1$, $SQ2$ — контакты путевого выключателя привода; $SQF1$, $SQF2$ — вспомогательные контакты вводных выключателей; $YA1$, $YA2$ — импульсные электромагниты привода; VD — полупроводниковый диод

Пульсирующий режим работы привода переменного тока обеспечивается полупроводниковым диодом VD , импульсно подающим напряжение на катушки электромагнитов привода $YA1$ и $YA2$. После включения выключателя контакты путевого выключателя привода $SQ1$ и контакты вспомогательной цепи S выключателя размыкаются, а контакты путевого выключателя привода $SQ2$ замыкаются.

При исчезновении напряжения на трансформаторе $T2$ схема АВР работает аналогично. Команду на включение секционного выключателя подает вспомогательный контакт $SQF2$ выключателя $QF2$.

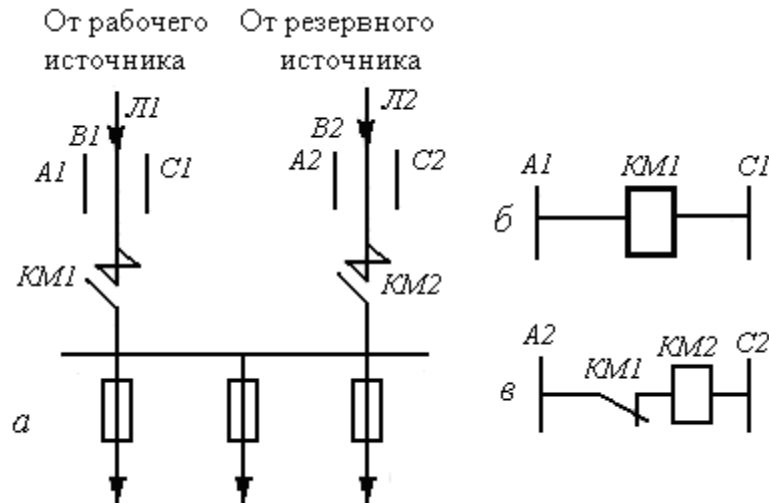


Рис. 12.43. Схема АВР станции управления приводами на контакторах:
a – схема первичных соединений; *б* – схема включения контактора основной линии; *в* – схема включения контактора резервной линии:
 $KM1, KM2$ – контакторы

В станциях управления приводами для резервирования применяются контакторы (рис. 12.43). При исчезновении или недопустимом снижении напряжения от основного источника (линия $Л1$) на станции управления электроприводами контактор $KM1$ отключается самостоятельно (рис. 12.43, *б*). При этом замкнется его контакт в цепи катушки контактора $KM2$ (рис. 12.43, *в*) и контактор $KM2$ обеспечит подачу напряжения на шины от резервного источника (линия $Л2$).

Устройство АВР автоматически восстановит питание электроприемников от рабочего источника после появления напряжения на линии $Л1$.

Устройства автоматической разгрузки по току (АРТ) применяются, когда возможна перегрузка отдельных элементов системы электроснабжения после аварийного отключения параллельного элемента (линии, трансформатора).

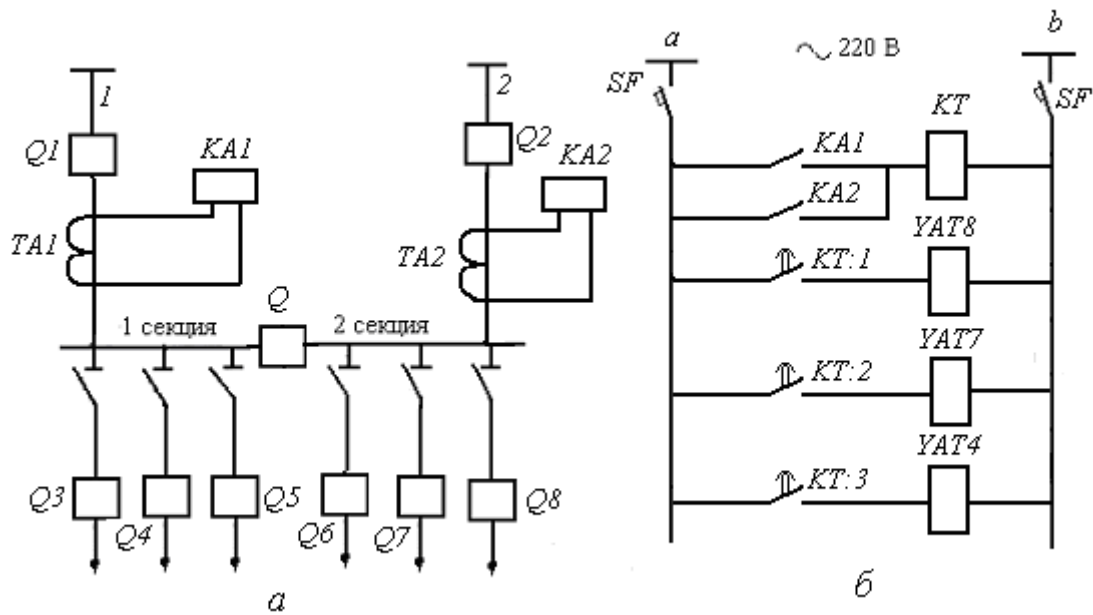


Рис. 12.44. Схема автоматической разгрузки по току: $Q1, Q2$ – вводные выключатели; Q – секционный выключатель; $Q3 – Q8$ – выключатели отходящих линий; $KA1, KA2$ – реле тока; $TA1, TA2$ – трансформаторы тока; KT – реле времени; $YAT4, YAT7, YAT8$ – электромагниты отключения выключателей

На рис. 12.44 приведена схема АРТ линии, которая предусматривает отключение ступенями неответственной нагрузки. На схеме неответственная нагрузка присоединена к выключателям $Q8, Q7, Q4$. В послеаварийном режиме вся нагрузка может быть переведена либо на линию 1, либо на линию 2. В результате одна из этих линий может оказаться перегруженной. В этом случае срабатывают токовые реле $KA1$ или $KA2$ и запускают реле времени KT , которое поочередно включает электромагниты отключения $YAT8, YAT7$ и $YAT4$ и отключает выключатели $Q8, Q7, Q4$. Выдержка времени первой ступени составляет 5–10 мин, а на каждой последующей ступени – на 30 с больше. В устройствах АРТ применяются реле с большим коэффициентом возврата ($K_B = 0,95 – 0,97$).

12.9. Телемеханика в электроустановках

Устройства телемеханики используются в управлении трансформаторами подстанций на крупных строительных площадках и их параметрами с диспетчерского пункта, который может находиться на значительном расстоянии от подстанций (например, на распределительной подстанции энергосистемы). Средствами телемеханики осуществляются телеизмерения (ТИ), телерегулирование (ТР), телеуправление (ТУ) и телесигнализация (ТС). Информация о состоянии объектов на пульт и команды с пульта передаются в виде электрических сигналов по линиям связи с ограниченным числом проводов. Сигналы представляют собой набор импульсов различной формы. Комбинации переда-

ваемых импульсов определяют код, который у приемника преобразуется вновь в электрические импульсы. По одним и тем же проводам можно передавать несколько сигналов. Чтобы отличить сигналы друг от друга, применяют проводной, временной и частотный методы разделения сигналов.

Проводное разделение сигналов обеспечивается проводной линией связи, имеющей несколько обособленных проводов и один общий провод. Если при дистанционном управлении по одному проводу можно передавать только один сигнал (команду), то при ТУ можно передавать несколько сигналов. На приемном пункте с помощью дешифратора выделяются полученные сигналы и передаются электромагнитам включения или отключения приводов коммутационных аппаратов. То есть с помощью ТУ осуществляется автоматизация переключений в электроустановках. В системе ТС приемниками сигналов являются сигнальные лампы. В связи с тем, что в системах ТУ и ТС используются одинаковые сигналы и функционирование элементов аналогичное, их объединяют в одну группу ТУ – ТС.

При временном разделении сигналов используется одна двухпроводная линия, по которой сигналы передаются последовательно.

При использовании частотного разделения сигналов применяется двухпроводная линия, по которой передаются несколько сигналов с импульсами различной частоты.

В системе ТИ контролируемый параметр преобразуется в электрическую величину X , передаваемую по каналу связи. У приемника входной сигнал X преобразуется в выходной сигнал Y . В зависимости от характера изменения сигналов системы ТИ делятся на аналоговые и дискретные. В аналоговых системах зависимость $Y = f(X)$ непрерывная. В дискретных системах она является ступенчатой. Телемеханическая аппаратура может комплектоваться из релейно-контактных электромеханических или бесконтактных элементов.

В системах электроснабжения используются следующие устройства телемеханики [20, 21]:

телеуправление:

- выключателями на питающих линиях и линиях связи между подстанциями на напряжении выше 1 кВ при отсутствии АВР или при необходимости производить оперативные переключения;
- выключателями понизительных трансформаторов, если необходимо производить режимные переключения;
- коммутационными аппаратами, установленными на линиях освещения территории предприятия. Следует отметить, что в последнее время для управления наружным освещением стали применяться автоматические устройства с фотоэлементами, что позволяет отказаться от телеуправления;
- коммутационными аппаратами на питающих линиях, секционными и на линиях связи между подстанциями на напряжении 0,4 – 1,2 кВ в случаях, когда требуется обеспечить питание потребителей от ограниченного числа трансформаторов (например, в режиме выходного дня);

- выключателями автоматизированных преобразовательных подстанций и агрегатов, питающих распределительные шины;

- выключателями на линиях тяговых подстанций, питающих контактную сеть;

- выключателями на линиях батарей статических конденсаторов напряжением 6, 10 кВ при отсутствии автоматического регулирования;

телерегулирование:

- коэффициента трансформации силовых трансформаторов, допускающих регулирование под нагрузкой;

- мощности батарей статических конденсаторов;

телесигнализация:

- положения всех телеуправляемых объектов. Для каждого телеуправляемого объекта предусматривается двухпозиционная телесигнализация (включен, отключен);

- положения отделителей на вводах при напряжении 35 кВ и выше;

- положения выключателей крупных токоприемников, существенно влияющих на распределение мощности;

- аварийного отключения любого выключателя (один общий сигнал с контролируемого пункта);

- неисправности телеуправляемого трансформатора или преобразовательного агрегата – индивидуальный сигнал для каждого агрегата;

- отключения телеуправляемого трансформатора или преобразовательного агрегата от внутренних повреждений;

- возникновения пожара на необслуживаемых объектах;

- открывания дверей на необслуживаемых объектах системы. Этот сигнал имеет охранное назначение, информирует диспетчера о приходе на объект обходчиков или персонала аварийных служб, направленного на подстанцию диспетчером после получения вызывного или аварийного сигнала с подстанции;

телеизмерение текущих значений параметров:

- суммарной мощности (активной и реактивной), получаемой от каждого источника и по предприятию в целом;

- нагрузки (активной и реактивной мощности) трансформаторов на ГПП;

- напряжения на шинах головных подстанций для общего контроля за уровнем напряжения на основных участках сети;

- тока на телеуправляемых трансформаторах и преобразовательных агрегатах при необходимости осуществления режимных переключений;

телеизмерение интегральных значений параметров:

- активной и реактивной электроэнергии на вводных питающих линиях связи с энергосистемой;

- активной электроэнергии на отходящих линиях, определяющих электрический баланс отдельных подразделений и предприятия в целом;

- активной электроэнергии на линиях, питающих сторонних потребителей;

- реактивной электроэнергии компенсирующих устройств (для контроля заданного режима работы).

13. КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

13.1. Основные понятия, термины и определения

Понятие качества относится, в первую очередь, к продукции (товару) и представляет собой совокупность свойств продукции и меру ее полезности, обуславливающие ее способность удовлетворять определенные потребности в обществе.

В системах электроснабжения участвуют многие электротехнические устройства: генераторы и электродвигатели, трансформаторы, распределительные устройства высокого и низкого напряжения, коммутационные и защитные аппараты, приборы контроля и учета, представляющие собой в совокупности электротехническое оборудование. Все эти устройства являются промышленными изделиями, выпускаемыми в соответствии с государственными стандартами или техническими условиями, определяющими их качество.

Как всякая любая промышленная продукция, электротехнические устройства (изделия) характеризуются совокупностью показателей, описывающих их отличительные качества и свойства, и должны отвечать требованиям потребителей и установленным нормативам. Нормируются допустимые отклонения показателей качества от номинальных (стандартных) значений.

Показатель качества – это количественная характеристика свойств продукции, определяющих качество (например, отклонение напряжения), а их численное выражение называется значением показателя качества (например, +5%). Все показатели качества промышленной продукции можно классифицировать [22, 23] по нижеприведенным признакам.

Основными показателями являются показатели назначения, надежности, безопасности, технологичности, потребительские, эргономические, эстетические, стандартизации, патентно-правовые, экономические.

Показатели назначения характеризуют функционально-конструктивные возможности устройства, полезный эффект от его использования по назначению в соответствии с областью применения и условиями эксплуатации.

Под условиями эксплуатации понимается совокупность климатических и механических факторов внешней среды, существенно влияющих на работоспособность устройства (температура окружающей среды, влажность, давление, атмосферные явления, вибрация, удары).

Показатели надежности и долговечности характеризуют надежность и долговечность устройств в конкретных условиях их использования.

Для промышленной продукции показатели надежности включает в себя безотказность (вероятность безотказной работы в течение заданного времени при определенных условиях и режимах работы, длительность наработки на отказ, интенсивность отказов и пр.), ремонтпригодность (вероятность восстановления, среднее время восстановления, средняя трудоемкость технического обслуживания и пр.), сохраняемость (срок сохраняемости, средний срок сохра-

няемости и пр.) и зависят от долговечности составных частей устройства (ресурс, срок службы до первого капитального ремонта и пр.).

Показатели технологичности определяют эффективность конструктивно–технологических решений для обеспечения высокой производительности труда при изготовлении и ремонте устройств. Основными показателями технологичности являются удельные показатели трудоемкости изготовления и ремонта, материалоемкости, в том числе дефицитных материалов, коэффициент использования рациональных материалов, коэффициент сборности устройства.

Эргономические показатели характеризуют удобства использования изделия по назначению.

Эстетические показатели характеризуют рациональность формы, выразительность оформления изделия.

Экологические показатели характеризуют уровень вредного воздействия устройства на окружающую среду.

Показатели стандартизации и унификации характеризуют степень использования в продукции стандартизованных изделий и уровень унификации составных частей изделия.

Экономические показатели характеризуют затраты на разработку, изготовление и эксплуатацию устройства.

Качество устройства может определяться единичными и комплексными показателями.

Особым видом продукции является электрическая энергия, которую производят электростанции и используют для производственных и бытовых нужд ее потребители.

Качество электроснабжения обеспечивается качеством электротехнических устройств и показателями качества электроэнергии.

Каждый элемент СЭС должен обеспечивать бесперебойное (надежное) электроснабжение приемников электроэнергии. Надежность электроснабжения – сложное, комплексное свойство, обладающее единичными свойствами или их сочетанием.

В надежности технических систем можно выделить основные понятия, относящиеся к объектам, свойствам, состоянию, событиям и процессам [28].

Объект – предмет определенного назначения, который рассматривается с точки зрения анализа надежности. Объектами анализа могут быть элементы технических устройств (изделий), устройства, в том числе электротехнические устройства, технические системы, система электроснабжения, электроустановки, технологические установки, независимые источники питания, электроприемники, потребители электроэнергии, схемы электрических соединений.

Элемент – объект, надежность которого изучается независимо от надежности составляющих его частей.

Изделие – элемент, надежность которого рассматривается независимо от его места и функции в системе.

Электротехнические устройства – промышленные изделия, предназначенные для производства, передачи и распределения электроэнергии, ее преоб-

разования и использования, а также для контроля параметров и учета электроэнергии. К электротехническим устройствам относятся электрические машины (генераторы и электродвигатели), аппараты (коммутационные, защитные, управления), приборы (контрольно-измерительные, учета).

Надежность – способность объекта (устройства) или системы выполнять заданные функции в определенном объеме при нормальных условиях эксплуатации в течение требуемого времени.

Безотказность – способность системы непрерывно сохранять работоспособность в течение заданного времени или наработки.

Долговечность – способность системы сохранять работоспособность до наступления предельного состояния (до выхода в ремонт составных элементов системы).

Ремонтопригодность – приспособленность системы к обнаружению и устранению отказов, возникающих в отдельных элементах системы.

Надежность системы характеризуется также и такими свойствами, как устойчивость, режимная управляемость и безопасность.

Устойчивость – способность противодействовать различным воздействиям внешней среды и явлениям, протекающим в системе (устойчивость к механическим воздействиям, к токам короткого замыкания и т.д.).

Режимная управляемость – приспособленность системы к управлению, обеспечивающему нормальный режим работы.

Безопасность – способность не вызывать опасных ситуаций для людей и окружающей среды.

Рабочее состояние – состояние объекта, при котором он выполняет заданные функции.

Нерабочее состояние – такое состояние, при котором объект не выполняет заданные функции.

Исправное состояние – состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям, установленным нормативно-технической документацией.

Неисправное состояние – состояние, при котором объект не соответствует установленным требованиям.

Работоспособное состояние – состояние объекта, при котором он способен выполнять заданные функции.

Неработоспособное состояние – состояние, при котором объект не способен выполнять заданные функции.

Отказом называется событие, при котором проявляется невозможность элементами системы выполнять заданные функции.

Повреждение – событие, при котором появляется неисправность объекта или его составных частей в результате влияния внешних воздействий, превышающих установленные уровни, установленные нормативно-технической документацией.

Отключение – перевод объекта из рабочего состояния в нерабочее.

Преднамеренное отключение – отключение намеченное и выполненное обслуживающим персоналом.

Оперативное переключение – изменение схемы или режима работы объекта, выполняемое обслуживающим персоналом.

Восстановление – событие, заключающееся в переводе объекта из неработоспособного состояния в работоспособное.

Обслуживание – совокупность мер, предпринимаемых для сохранения или восстановления работоспособности объекта.

Ремонт – совокупность мер, предпринимаемых с целью восстановления работоспособности объекта.

Включение – перевод объекта из нерабочего состояния в рабочее.

Старение – процесс постепенного изменения физико-химических свойств объекта, под влиянием факторов, независимых от режима работы объекта.

Износ – процесс постепенного изменения физико-химических свойств объекта под влиянием факторов, зависящих от режима работы объекта.

Надежность СЭС характеризуется надежностью входящих в нее элементов (электротехнических устройств – трансформаторов, линий электропередач, коммутационных и защитных аппаратов и т.д.), схемой их соединения, режимом работы и организацией эксплуатации.

Любое отклонение от требований ПУЭ и технической документации на соответствующие элементы СЭС может привести к преждевременным отказам и выходу из рабочего состояния.

К СЭС предъявляются требования по надежности, связанные с числом независимых источников питания, схемой электроснабжения и категорией электроприемников.

13.2. Качество электротехнических устройств в системах электроснабжения

Качество электротехнических устройств формируется на стадиях проектирования изделий, их испытания, изготовления, эксплуатации и ремонта.

Разработка электротехнического изделия осуществляется на основании технического задания на разработку (ТЗ).

В техническом задании определяются назначение, технические требования к изделию, состав изделия.

Назначение определяет характер выполняемых функций устройства, области его применения.

В разделе *Технические требования* излагаются:

- технические требования, которые должны быть достигнуты в процессе проектирования и определять технический уровень устройства при сопоставлении его с аналогами, приводятся показатели надежности, быстродействия и безопасности;

- конструктивно-технические требования;

- технологические и производственные требования, определяющие технологичность изготовления, уровень механизации при монтаже;
- метрологические требования, определяющие возможность контроля качества в процессе производства и эксплуатации;
- требования к условиям эксплуатации, транспортирования и хранения.

Состав изделия определяет перечень составных частей, входящих в устройство, комплект запасных частей, инструмента и приспособлений (ЗИП), упаковочных средств.

Порядок приемки и испытаний опытного образца регламентируется программой-методикой испытаний, в которой устанавливаются основные проверяемые параметры и показатели и методы их проверки.

На стадии **рабочего проекта** разрабатывается весь комплект конструкторской, технологической (ТД) и эксплуатационной (ЭД) документации, изготавливается установочная партия (серия) образцов, которые предъявляются приемочной комиссии. Приемочной комиссии представляется проект технических условий на устройство. По результатам испытаний корректируется КД и ТД, выпускаются технические условия на устройство.

Испытания электротехнических устройств приемочными комиссиями проводятся по завершению проектных работ на стадиях технического и рабочего проектов. Испытания проводятся для проверки соответствия проектируемых устройств требованиям технического задания в процессе разработки или техническим условиям на устройство при рекомендации его промышленного производства.

Испытанием устройства называется экспериментальное определение количественных или качественных характеристик его свойств.

Испытания могут быть *лабораторными* (проводимыми в лабораторных условиях) и *эксплуатационными* (проводимыми в условиях эксплуатации).

В зависимости от сложности электротехнических устройств, объема их выпуска испытания приемочными комиссиями на стадии ТП допускается не проводить.

Недостатки, допущенные в процессе разработки и не выявленные при приемочных испытаниях, могут позднее отразиться на качестве устройства и на надежности в СЭС.

Для промышленного производства продукции на предприятии-изготовителе проводится **технологическая подготовка производства (ТПП)**. Она направлена на разработку технологической документации, изготовление технологической оснастки и инструмента для производства нового изделия.

По окончании разработки ТД осуществляется выверка, отладка и сдача технологических процессов в производство и изготовление опытного образца или установочной партии (серии) в зависимости от вида и объема производства.

В процессе промышленного производства осуществляется контроль качества изготовления электротехнических устройств. Контроль осуществляется специализированной службой предприятия, отделом технического контроля. Контролю подвергаются детали, сборочные единицы и изделие в целом. Прове-

ряемые объекты должны соответствовать требованиям КД. Устройства, которые должны срабатывать при определенных значениях параметров должны быть отстроены на эти значения на стендах.

При контроле деталей проверяются размеры, чистота обработки поверхностей деталей, толщина покрытий. При контроле сборочных единиц проверяются сопрягаемость деталей, качество неразъемных соединений, свободное движение перемещаемых деталей. При контроле устройства в целом проверяется качество сборки, движение перемещаемых частей, функционирование отдельных элементов под нагрузкой или без нагрузки.

Если в результате контроля пропускаются ошибки в изготовлении деталей или сборке узлов и устройства в целом, то возможно снижение надежности работы этого устройства в СЭС.

Освоенные в производстве электротехнические устройства подвергаются испытаниям для проверки соответствия требованиям технических условий.

Квалификационные испытания – контрольные испытания готовых изделий установочной партии после освоения технологического процесса их производства, проводимые для оценки готовности предприятия к производству устройств. Проверяется соответствие устройств требованиям действующих стандартов.

Периодические испытания – контрольные испытания устройств, проводят с периодом в 2–5 лет для подтверждения стабильности технологического процесса производства и качества аппаратов за контролируемый период.

Испытания, проводимые для оценки уровня качества аппаратов при их аттестации, называют *аттестационными*.

Устройства могут быть подвергнуты у потребителя *входным* испытаниям для проверки их соответствия заказу и *эксплуатационным* испытаниям для установления соответствия их параметров условиям эксплуатации, требованиям технических условий и стандартов.

По виду воздействия на устройство испытания делят на *электрические, тепловые, механические, климатические, акустические и гидравлические*.

В процессе испытаний оцениваются такие свойства электротехнических устройств, как надежность и ресурс. В результате испытаний устройства могут быть разрушены или оставаться пригодными для последующего использования.

Объем и программа испытаний. Для каждого конкретного вида электротехнического устройства стандартами или техническими условиями устанавливается объем испытаний, их последовательность и объем выборки.

Испытания аппаратов проводятся в соответствии с утвержденной программой. В программе испытаний должны быть отражены: цель испытания; объект испытания, его характерные особенности; условия испытания, испытательное оборудование; режим испытания.

Программа аттестационных испытаний определяется аттестационными комиссиями при наличии документов о положительных результатах периодических испытаний.

Испытательные установки и средства испытаний. Испытания электротехнических устройств, их исследования проводят, как правило, в лабораторных условиях, на испытательных стендах. *Испытательной установкой* называется совокупность источников электрической энергии и устройств управления источниками, преобразователей электроэнергии в другие виды, устройств распределения электроэнергии, испытательных стендов и средств контроля процесса испытания. При испытаниях применяются специальные приспособления и принадлежности.

В качестве источников электрической энергии может использоваться распределительная сеть лаборатории, получающая энергию от подстанции или специальные генераторы (ударные генераторы переменного тока, генераторы постоянного тока) [16].

Преобразователями электрической энергии являются трансформаторы с обмотками, рассчитанными на стандартное и нестандартное напряжение, выпрямительные установки, усилители, преобразователи частоты, если частота тока по условиям испытаний отличается от 50 Гц. Для отдельных видов испытаний применяются импульсные источники тока и напряжения. При испытаниях высоковольтных аппаратов оказывается эффективным применение синтетических схем [16], которые обеспечивают возможность проведения испытаний при больших мощностях.

Источники напряжения или тока для отдельных видов испытаний комплектуются регуляторами и стабилизаторами. Напряжение для испытаний подается с помощью коммутационного аппарата, который часто выполняет функции и защитного аппарата.

Мощность источника электроэнергии должна быть достаточной для проведения испытаний при наибольших значениях тока и напряжения, необходимых по условиям испытаний.

Управление источниками электрической энергии и преобразователями осуществляется с пультов управления. Пульты управления снабжаются средствами автоматики и приборами контроля.

Испытательный стенд представляет собой устройство, предназначенное для установки испытуемого устройства, подключения его к источнику энергии и снабженное средствами контроля параметров аппарата и испытательной установки. Стенды могут быть стационарными, разборными и универсальными. На стендах устанавливается необходимый набор электроизмерительных приборов, средств сигнализации, нагрузочные устройства, аппараты защиты и переключения цепей. Стенды должны быть жесткими. Вибрация и удары от при-

водов стенда не должны передаваться испытываемому изделию и механические нагрузки, воспринимаемые изделием во время испытаний, не должны вызывать деформаций стенда.

Испытательные стенды, предназначенные для проведения специальных испытаний в ограниченном объеме, называются *испытательными камерами*.

При испытаниях могут применяться различные приспособления и принадлежности (измерительные штанги, измерительные трансформаторы). Все испытательные установки должны иметь паспорта, свидетельствующие о их соответствии требованиям испытаний.

В процессе испытания испытательное поле должно быть свободным, не занимать другими устройствами. *Под испытательным полем* понимается пространство вокруг испытательного стенда и испытываемого устройства, изменение условий в котором может вызвать изменение параметров испытания и недостоверность результатов испытаний.

Если по недостоверным результатам испытаний серийно выпускаемых электротехнических устройств оказывается не выявленный недостаток, то он может оказаться причиной снижения надежности в СЭС.

Монтаж и наладка электрооборудования. В соответствии с рабочей проектной документацией системы электроснабжения района или сельскохозяйственного предприятия осуществляется монтаж технологического, энергетического и электротехнического оборудования. Монтаж электротехнического оборудования и его наладка, прокладка кабельных линий осуществляется под техническим надзором службы главного энергетика предприятия. От качества монтажа электрооборудования зависит надежность его работы в условиях эксплуатации и надежность СЭС в целом.

Эксплуатация электроустановок. Основной задачей эксплуатации электрооборудования является организация обслуживания электрооборудования, обеспечивающая бесперебойное электроснабжение, исключая простои технологического оборудования из-за неисправности электрооборудования при надлежащем качестве электроэнергии и минимальном ее расходе и других эксплуатационных материалов.

К эксплуатации электрооборудования допускается подготовленный персонал, не имеющий противопоказаний к работе в электроустановках по состоянию здоровья, знающий «Правила эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок» и допущенный к эксплуатации электроустановок на основании экзамена о проверке знаний.

В процессе *технического обслуживания* электрооборудования в электроустановках электротехнический персонал осуществляет:

- наблюдение за работой электрооборудования и его техническое обслуживание;
- периодический осмотр оборудования. При этом обращается внимание на техническое состояние оборудования (целостность изоляторов трансформатора);

торов, коммутационных и защитных аппаратов, уровень масла в баках трансформаторов и выключателей). На слух проверяется гул трансформаторов, а также отсутствие звуков электрических разрядов. Отсутствие электрических разрядов проверяется также визуально в ночное время;

- производство оперативных переключений;
- подготовка схемы и рабочего места для ремонтных бригад, допуск их к работе, надзор за производством ремонтных работ и восстановление схемы по окончании всех работ;
- проведение небольших по объему работ в порядке текущей эксплуатации.

О всех, замеченных при осмотре, недостатках и нарушениях в работе оборудования делается запись в оперативном порядке и сообщается дежурному диспетчеру или ответственному за эксплуатацию электрооборудования.

Ремонт электрооборудования. Правильная организация эксплуатации электрооборудования предприятий предполагает своевременное проведение планово-предупредительных ремонтов (ППР) и эксплуатационных испытаний электрооборудования. ППР включает в себя текущий и капитальный ремонты.

Текущий ремонт проводится для обеспечения работоспособности электрооборудования, у которого обнаружены отказы в работе, дефекты (неисправности) отдельных элементов. При текущем ремонте оборудования выполняется очистка, уплотнение, ремонт неисправных элементов или их замена новыми из состава запасных частей или комплектов без разборки основной конструкции электротехнического устройства, регулировка устройства и послеремонтные испытания при необходимости.

Капитальный ремонт электрооборудования осуществляется для его восстановления после устранения неисправностей и обеспечения надежной и экономичной работы в межремонтный период. При капитальном ремонте оборудования производится его разборка, измерения, устранение выявленных дефектов, восстановление или замена изношенных деталей и сборочных единиц, регулировка устройства и послеремонтные испытания.

При выполнении капитальных ремонтов может проводиться модернизация оборудования с учетом достижений науки и техники и передового опыта эксплуатации.

Подготовка и повышение квалификации электротехнического персонала. К эксплуатации и ремонту электрооборудования допускается персонал от рабочего до руководителя, имеющий соответствующее образование и квалификацию. Рабочие электротехнических специальностей должны окончить образовательное учреждение начального профессионального образования – профессиональное училище или профессиональный лицей – с присвоением соответствующей квалификации. Специалисты среднего звена должны иметь среднее профессиональное образование и окончить техникум или колледж с присвоением квалификации техник или старший техник. Руководящий персонал должен иметь высшее профессиональное образование с присвоением квалификации инженер.

Все выпускники учреждений профессионального образования на своих рабочих местах должны изучить местные инструкции и Положения, связанные с эксплуатацией и ремонтом конкретного оборудования, применяемого в конкретных схемах и условиях эксплуатации.

Раз в 5 лет персонал должен проходить курсы повышения квалификации, на которых изучаются новые электротехнические устройства, методы измерения электротехнических величин, изменения в Правилах.

Эксплуатационные испытания электрооборудования. Испытания электрооборудования в процессе эксплуатации проводятся центральной электротехнической лабораторией сетевого района. Центральная лаборатория может иметь в своем составе следующие лаборатории: электротехнических испытаний, электроизмерений и измерительных приборов, релейной защиты, автоматики и телемеханики, испытаний защитных средств, надежности, электропривода, электротехнологии. Состав лабораторий может изменяться. Лаборатории комплектуются стационарными и мобильными (переносными) стендами или установками, лабораторными приборами.

Лаборатории проводят следующие профилактические испытания и контроль [2, 3]:

- измерение сопротивления заземляющих устройств электроустановок и технологического оборудования;
- измерение параметров электроснабжения и показателей качества электроэнергии;
- ремонт и поверку электроизмерительных приборов;
- проверку и наладку устройств релейной защиты и автоматики;
- проверку и наладку схем управления электроприемниками;
- испытания изоляции кабелей, отыскание мест повреждения кабелей;
- испытания защитных средств и электроизоляционных материалов.

Электротехническая лаборатория сетевого района проводит исследования и техническую диагностику электрооборудования в условиях эксплуатации [2, 3]:

- схем электроснабжения и нагрузок электрических сетей и трансформаторов;
- режимов работы систем электроснабжения и электропотребления, работы устройств релейной защиты и автоматики;
- свойств электротехнических материалов;
- надежности работы новых образцов электрооборудования, измерительных приборов;
- способов испытания заземляющих устройств и замеров сопротивлений петли фаза-нуль;
- способов отыскания мест повреждения кабелей;
- способов диагностики состояния электрооборудования.

Техническая диагностика электрооборудования проводится с целью выявления в условиях эксплуатации скрытых дефектов в электротехнических устройствах, установления признаков этих дефектов, которые давали бы возможность прогнозирования и предсказаний отклонений в режимах работы

электрооборудования. Разрабатываются методы и средства обнаружения и локализации дефектов в электрооборудовании и СЭС.

Техническая диагностика осуществляется с помощью технического осмотра, либо с помощью диагностической аппаратуры и приборов. Повышает надежность в СЭС.

Например, состояние электрооборудования можно продиагностировать путем контроля изоляции, измерения сопротивления изоляции, измерения сопротивления заземления, контроля нагрева электрооборудования.

В процессе работы многие части электрооборудования нагреваются, причем нагрев может быть выше допустимых норм. Это может привести к ускоренному старению изоляции, сокращению срока службы и выходу из строя электрооборудования.

Контроль температуры нагрева частей электрооборудования осуществляется с помощью стационарных и переносных приборов: термометров, термоуказателей, датчиков температуры и т. п.

Для контроля температуры масла трансформатора, системы охлаждения электрических машин применяются термометры с указателем манометрического типа. Температура токоведущих частей коммутационных аппаратов, контактных соединений может измеряться с помощью термопар [16].

Качество формируется также на стадии **проектирования системы электроснабжения**. Проектирование систем электроснабжения заключается в разработке технической документации с выполнением требуемых расчетов, необходимых для выбора устройств, определения их места положения в системе, монтажа и сооружения элементов системы. В процессе разработки технической и технологической документации принимаются основные принципиальные решения, определяющие функциональные возможности системы, ее технические характеристики, уровень автоматизации, определяется объем работ и капитальных вложений.

Заложенные в проекте решения определяют технический уровень, надежность и экономическую эффективность СЭС, которая определяется разработкой технико-экономического обоснования (ТЭО). При разработке ТЭО в части электроснабжения обычно ограничиваются определением мест присоединения предприятия к источникам питания (энергосистеме).

После утверждения ТЭО выполняется рабочий проект.

Разработка электрической части проекта выполняется в виде пояснительной записки и расчетных таблиц. В пояснительной записке формулируются основные направления и принципы проектирования, отражающие технологию производства на предприятии и ожидаемый экономический эффект, который уточняется на стадии рабочего проектирования. Пояснительная записка, как правило, имеет следующие части:

- электроснабжение;
- силовое и технологическое оборудование, электропривод и автоматизация, электроосвещение;
- ремонт электрооборудования.

Допущенные при проектировании СЭС ошибки могут снизить надежность электроснабжения в условиях эксплуатации.

13.3. Качество электрической энергии

Качество электрической энергии как вида продукции определяется степенью соответствия параметров электрической энергии их установленным значениям и характеризуется совокупностью ее характеристик, называемых показателями качества электрической энергии (ПКЭ), при которых электроприемники могут нормально работать и выполнять свои функции [24].

Каждый электроприемник (ЭП) предназначен для работы при определенных параметрах электрической энергии, называемых номинальными: номинальной частоте, номинальном напряжении, номинальном токе и т. п. Должна обеспечиваться надежная работа (без сбоев и перерывов в электроснабжении) и при допустимых отклонениях параметров от номинальных величин.

Качество электроэнергии, производимой на электростанциях и получаемой на месте потребления, может отличаться после включения в сеть ЭП. В этом случае говорят, что электрическая сеть и электроприемник оказывают влияние друг на друга. То есть качество электроэнергии связано с электромагнитной совместимостью (ЭМС) электрической сети и электроприемников. Под электромагнитной совместимостью понимают способность ЭП нормально функционировать в его электромагнитной среде (в ЭС, к которой он присоединен), не создавая недопустимых помех для других приемников [26].

В связи с тем, что взаимное влияние ЭП и ЭС существует объективно, то целесообразно и необходимо установить нормативно меры этого влияния, стандартизировать ПКЭ. Таким документом является ГОСТ 13109–97 «Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения» [25], устанавливающий показатели качества электроэнергии на выводах электроприемников.

Стандарт устанавливает показатели и нормы качества электрической энергии в электрических сетях систем электроснабжения общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются электрические сети, находящиеся в собственности различных потребителей электрической энергии, или приемники электрической энергии (точки общего присоединения).

Основными ПКЭ, характеризующими установившиеся режимы работы электрооборудования, являются:

- установившееся отклонение частоты δf ;
- установившееся отклонение напряжения δU_y ;
- размах изменения напряжения δU_t ;
- доза фликера P_f ;

- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} ;

- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} ;

- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения K_U ;

- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$;

ПКЭ носят случайный характер, что связано с графиком нагрузки.

Качество электроэнергии, получаемой потребителем из электросети, оказывает влияние на технологический процесс промышленного производства, качество выпускаемой продукции, расход электроэнергии, на работу бытовых электроприемников. В то же время на качество электроэнергии оказывают влияние сами электроприемники. Поэтому необходим контроль ПКЭ.

Взаимное влияние электрооборудования и питающей электросети называют **электромагнитной совместимостью**. Эти влияния делятся на технологические воздействия и электромагнитные помехи.

Электромагнитные помехи возникают при однофазных коротких замыканиях в ЭС, при междофазных замыканиях, возникающих при атмосферных (грозовых) явлениях, а также при отключении линий и конденсаторов. Несинусоидальность напряжения, колебания напряжения и перенапряжения в ЭС усиливают восприимчивость электротехнических устройств с электронными устройствами управления.

При решении задач повышения качества электроэнергии выделяют, в первую очередь, экономические и технические вопросы.

Экономические вопросы включают в себя методы расчета убытков (ущерба) от снижения качества электроэнергии в системах электроснабжения. Технологическая составляющая ущерба вызвана, в основном, недопуском предприятиями продукции или снижением ее качества. Электромагнитная составляющая ущерба обусловлена увеличением потерь активной мощности в ЭС, ростом потребления активной и реактивной мощности ЭП, снижением срока службы изоляции проводников. У бытовых ЭП (радио- и телеприемники) появляются треск и шумы, сбой в работе компьютеров и другой электронной техники.

Технические аспекты включают в себя разработку технических средств и мероприятий, улучшающих качество электроэнергии, а также организацию системы контроля и управления качеством электроэнергии.

Рассмотрим показатели качества электроэнергии.

Установившееся отклонение частоты – величина, равная разности между значением частоты в системе электроснабжения в рассматриваемый момент времени и ее номинальным или базовым значением и определяется по выражению

$$\delta f = f - f_{\text{ном}}, \quad (13.1)$$

где f – частота переменного тока в системе электроснабжения в текущий момент времени; $f_{\text{ном}}$ – номинальное значение частоты.

Частота переменного тока в электрической системе определяется скоростью вращения генераторов электростанций. Номинальное значение частоты

$f_{\text{ном}}$ в электроустановках Российской Федерации установлено 50 Гц. В системах электроснабжения оно обеспечивается при наличии резерва активной мощности. Отклонение частоты мало отражается на работе ЭП. Однако при электроснабжении потребителей электроэнергии от собственных генераторов небольшой мощности влияние отклонения частоты становится заметным.

Допустимые нормы по отклонениям частоты составляют:

отклонение частоты в нормальном режиме $\delta f_{\text{норм}} = \pm 0,2$ Гц; предельно допустимое отклонение частоты в послеаварийных режимах $\delta f_{\text{пред}} = \pm 0,4$ Гц.

Отклонение напряжения – величина, равная разности между значением напряжения в данной точке системы электроснабжения в рассматриваемый момент времени и его номинальным или базовым значением.

Отклонение напряжения от номинальных значений наблюдается из-за изменений суточных, сезонных и технологических графиков электрических нагрузок потребителей, мощности компенсирующих устройств, схем и параметров электрических сетей, регулирования напряжения в ЭС энергосистемы и потребителей.

Отклонение напряжения обусловлено изменением потерь напряжения, вызываемых изменением мощностей нагрузок.

Отклонение напряжения определяется в абсолютных значениях (В, кВ) и в процентах от номинального значения

$$\delta U_y = U_y - U_{\text{ном}}; \quad (13.2)$$

$$\delta U_y = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100\%, \quad (13.3)$$

где U_y – установившееся значение напряжения в данный момент времени; $U_{\text{ном}}$ – номинальное междуфазное (фазное) напряжение в месте контроля.

Отклонение напряжения нормируется на выводах электроприемников и составляет: отклонение напряжения в нормальном режиме $\delta U_{y, \text{норм}} = \pm 5\%$; предельно допустимое отклонение напряжения в послеаварийных режимах $\delta U_{y, \text{пред}} = \pm 10\%$.

Отклонение напряжения в пределах $(0,9 - 1,1) U_{\text{ном}}$ показано на рис. 13.1.

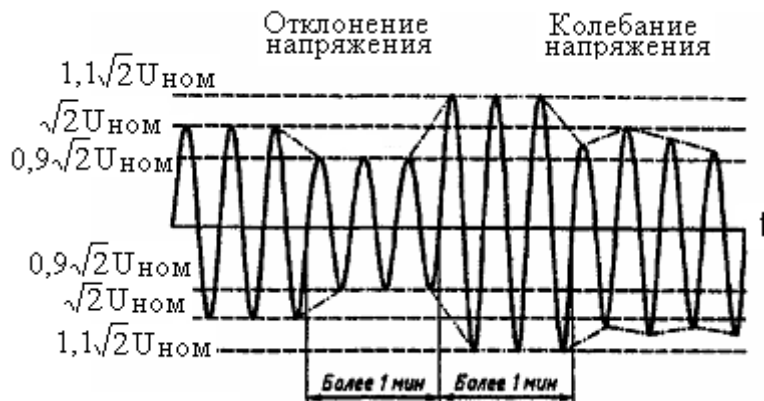


Рис. 13.1. Отклонение напряжения

За установившееся значение отклонения напряжения принимается величина, которая сохраняется в течение 1 мин и более.

Если примем напряжение в начале линии за номинальное, то в конце линии напряжение будет меньше на величину потери напряжения в линии. По отношению к номинальному напряжению разность между фактическим напряжением в конце линии и номинальным напряжением составит:

Колебания напряжения – серия единичных изменений напряжения во времени. Они характеризуются размахом изменения напряжения δU_t , частотой повторения изменений напряжения $F_{\delta U_t}$, интервалом между изменениями напряжения $\Delta t_{i,i+1}$, дозой фликера P_t .

Источниками колебания напряжения являются потребители электроэнергии с резкопеременным графиком потребления мощности (особенно реактивной). К ним относятся дуговые сталеплавильные печи, электросварочные установки, поршневые компрессоры и другие. При резком возрастании нагрузки происходит резкое увеличение потерь напряжения в ветвях сети, питающих эту нагрузку. В результате, резко снижается напряжение в узле нагрузки. При резком уменьшении нагрузки происходит резкое снижение потерь напряжения, и, следовательно, наблюдается резкое повышение напряжения в узле нагрузки.

Возникая в какой-либо точке электрической сети и распространяясь по ней, колебания напряжения оказывают отрицательное воздействие на чувствительные к ним электроприемники, в основном на осветительные.

Размах изменения напряжения – величина, равная разности между наибольшим и наименьшим значениями напряжения за определенный интервал времени в установившемся режиме работы источника, преобразователя электрической энергии или системы электроснабжения. При этом принимается разность между следующими друг за другом действующими значениями напряжения любой формы, т. е. между следующими друг за другом максимальным и минимальным значениями огибающей действующих значений напряжения.

Огибающая действующих (среднеквадратичных) значений напряжения – ступенчатая временная функция, образованная действующими значениями напряжения, определенными на каждом полупериоде напряжения основной частоты.

Если огибающая действующих значений напряжения имеет горизонтальные участки (при спокойном графике нагрузки), то размах изменения напряжения δU_t определяется как разность между соседними экстремумом (максимумом U_{max} или минимумом U_{min}) и горизонтальным участком или как разность между соседними горизонтальными участками (рис. 13.2):

$$\delta U_t = U_{max} - U_{min},$$

$$\delta U_t = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{ном}} 100\%, \quad (13.4)$$

где $U_{\max}$ – максимальное значение действующего напряжения; $U_{\min}$ – минимальное значение действующего напряжения; $U_{\text{ном}}$ – номинальное междуфазное (фазное) напряжение.

Частота повторения изменения напряжения – число одиночных изменений напряжения в единицу времени:

$$F_{\delta U_t} = m/T, \quad (13.5)$$

где m – число изменений напряжения со скоростью изменения более 1% в секунду за время T .

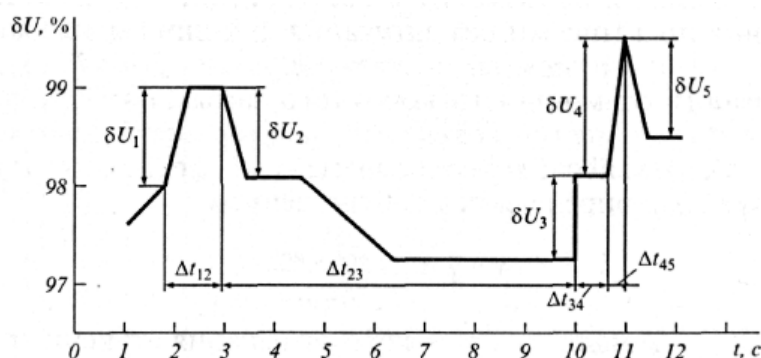


Рис. 13.2. Колебания напряжения (пять размахов изменения напряжения)

Длительность изменения напряжения $\Delta t_{i,i+1}$ – интервал времени от начала одиночного изменения напряжения до его конечного значения (рис. 13.2).

Колебания напряжения вызывают колебания светового потока, фликер (мерцание) осветительных приборов (источников света), а также мерцание (мигание) экранов телевизоров, мониторов.

Фликер (мерцание) – субъективное восприятие человеком колебаний светового потока источника света, вызванных колебаниями напряжения в электрической сети.

Доза фликера – мера восприимчивости человека к действию фликера за установленный промежуток времени.

Размах изменений напряжения в точках присоединения к электрическим сетям напряжением 0,4 кВ допускается $\pm 10\%$ от номинального напряжения.

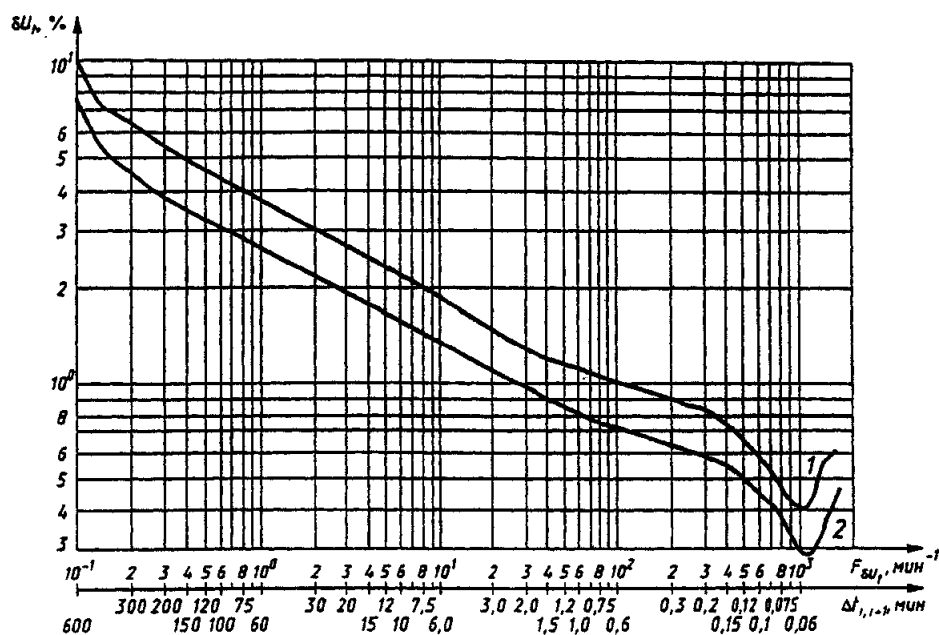


Рис. 13.3. Предельно допускаемые размахи изменений (колебаний) напряжения

Предельно допустимое значение размаха изменения напряжения δU_t в точках общего присоединения к электрическим сетям от частоты повторения изменений напряжения $F_{\delta U_t}$ определяется по кривым рис. 13.3. (Кривая 1 – для ламп накаливания, кривая 2 – для помещений, где требуется значительное зрительное напряжение).

В электрической сети трехфазной системы, в которую включаются приемники, могут наблюдаться симметричные и несимметричные режимы. Симметричные режимы характеризуются равенством фазных и междуфазных (линейных) напряжений. Напряжения изображаются векторами (рис. 13.4). Фазные напряжения $\dot{U}_A, \dot{U}_B, \dot{U}_C$ сдвинуты по отношению друг к другу на угол 120° . Линейные напряжения $\dot{U}_{AB}, \dot{U}_{BC}, \dot{U}_{CA}$ также сдвинуты по отношению друг к другу на угол 120° .

Несимметричный режим – режим работы трехфазной системы электропитания, при котором фазные напряжения или токи не образуют симметричных трехфазных систем.

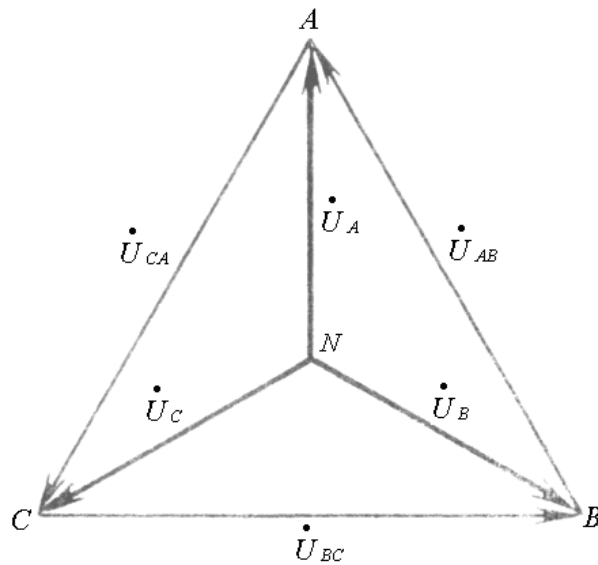


Рис. 13.4. Векторная диаграмма фазных и линейных напряжений при симметричном режиме

В ЭС с несимметричным потреблением мощности по фазам, возникает несимметрия напряжений (токов). Под несимметрией напряжений понимается неравенство линейных и (или) фазных напряжений по амплитудам и углам сдвига фаз между ними (рис. 13.5). На векторной диаграмме векторами $\dot{A}$, $\dot{B}$, $\dot{C}$ обозначены комплексные значения напряжений (токов).

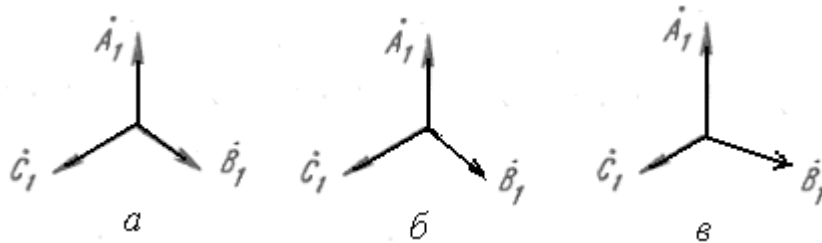


Рис. 13.5. Векторная диаграмма фазных напряжений при несимметричном режиме: а – неравенство векторов напряжений; б – неравенство углов сдвига фаз между векторами напряжений; в – неравенство векторов напряжений и углов сдвига фаз между ними

Несимметрию напряжений и токов, обусловленную несимметрией элементов электрической сети, называют *продольной*. Продольная несимметрия возникает при неполнофазных режимах воздушных линий (обрыв проводов), при неодинаковых (несимметричных) сопротивлениях элементов сети (ЭС с различным сечением проводов, система ДПЗ – два провода – земля), что приводит к появлению несимметричных токов.

Несимметрию напряжений и токов, вызванную подключением к ЭС трехфазных и однофазных несимметричных нагрузок, называют *поперечной*. Поперечная несимметрия возникает при подключении ЭП с различными актив-

ными и реактивными сопротивлениями фаз (дуговые электропечи, сварочные трансформаторы, осветительные установки).

Несимметричные режимы в ЭС могут быть:

- постоянными или систематическими (длительная работа ЭП с разным сопротивлением фаз);
- эпизодическими или случайными (включение сварочного трансформатора для выполнения сварочных работ).

Напряжения при несимметричных режимах можно разложить на составляющие прямой, обратной и нулевой последовательности (рис. 13.6). Составляющие обратной и нулевой последовательности значительно меньше по величине составляющих напряжения прямой (основной) последовательности. В свою очередь, несимметрия трехфазной системы напряжений возникает в результате наложения на систему прямой последовательности напряжения системы обратной и (или) нулевой последовательности.

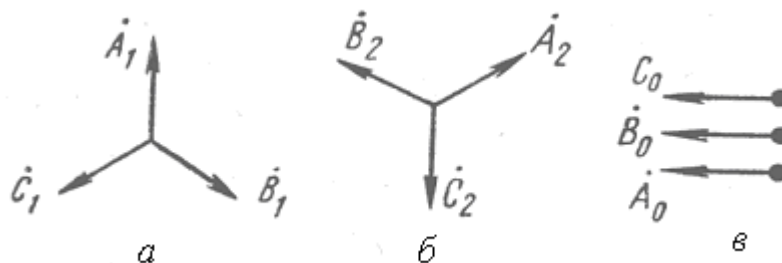


Рис. 13.6. Система прямой (а); обратной (б) и нулевой (в) последовательностей

Система прямой последовательности (рис. 13.6,а) состоит из трех векторов $\dot{A}_1, \dot{B}_1, \dot{C}_1$, равных по величине и повернутых относительно друг друга на 120° , причем вектор $\dot{B}_1$ отстает от вектора $\dot{A}_1$.

Используя оператор $a = e^{j120}$ трехфазной системы и $a^2 = e^{(j120)^2} = e^{j240}$, можно записать:

$$\dot{B}_1 = a^2 \dot{A}_1,$$

$$\dot{C}_1 = a \dot{A}_1.$$

Система обратной последовательности (рис. 13.6,б) состоит из трех векторов $\dot{A}_2, \dot{B}_2, \dot{C}_2$, равных по величине и повернутых относительно друг друга на 120° , причем вектор $\dot{B}_2$ опережает вектор $\dot{A}_2$.

$$\dot{B}_2 = a \dot{A}_2,$$

$$\dot{C}_2 = a^2 \dot{A}_2.$$

Система нулевой последовательности (рис. 13.6, в) образована тремя векторами, совпадающими по фазе:

$$\dot{A}_0 = \dot{B}_0 = \dot{C}_0.$$

Выразим заданные три вектора $\dot{A}, \dot{B}, \dot{C}$ через векторы симметричных систем следующим образом:

$$\dot{A} = \dot{A}_0 + \dot{A}_1 + \dot{A}_2,$$

$$\dot{B} = \dot{B}_0 + \dot{B}_1 + \dot{B}_2,$$

$$\dot{C} = \dot{C}_0 + \dot{C}_1 + \dot{C}_2.$$

Эту систему уравнений можно переписать с учетом применения оператора a трехфазной системы.

$$\dot{A} = \dot{A}_0 + \dot{A}_1 + \dot{A}_2,$$

$$\dot{B} = \dot{A}_0 + a^2 \dot{A}_1 + a \dot{A}_2,$$

$$\dot{C} = \dot{A}_0 + a \dot{A}_1 + a^2 \dot{A}_2.$$

Из последней системы уравнений найдем $\dot{A}_0, \dot{A}_1, \dot{A}_2$ через заданные векторы $\dot{A}, \dot{B}, \dot{C}$.

$$\dot{A}_0 = \frac{1}{3} \left(\dot{A} + \dot{B} + \dot{C} \right).$$

Таким образом, для нахождения $\dot{A}_0$ следует геометрически сложить три заданных вектора и взять одну треть от полученной суммы.

Вектора $\dot{A}_1$ и $\dot{A}_2$ определяются следующим образом:

$$\dot{A}_1 = \frac{1}{3} \left(\dot{A} + a \dot{B} + a^2 \dot{C} \right),$$

$$\dot{A}_2 = \frac{1}{3} \left(\dot{A} + a^2 \dot{B} + a \dot{C} \right).$$

Следовательно, одна треть суммы, состоящей из вектора $\dot{A}$ плюс вектор $\dot{B}$ (повернутый против часовой стрелки на 120°) и плюс вектор $\dot{C}$ (повернутый по часовой стрелке на 120°) дает вектор $\dot{A}_1$.

Аналогично определяется вектор A_2 .

Несимметрия междуфазных напряжений вызывается наличием составляющих обратной последовательности, а несимметрия фазных напряжений – наличием составляющих нулевой последовательности. Наличие составляющей нулевой последовательности приводит к смещению нейтрали на векторной диаграмме. Напряжение между нейтралью и землей или нулевым проводом называют *напряжением смещения*.

Несимметрия напряжений характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом несимметрии напряжений по обратной последовательности K_{2U} ;
- коэффициентом несимметрии напряжений по нулевой последовательности K_{0U} .

Коэффициентом несимметрии по обратной последовательности напряжения является величина, равная отношению напряжения обратной последовательности к напряжению прямой последовательности в многофазной системе электроснабжения

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_1} 100 \%,$$

(13.6)

где $U_{2(1)}$ – действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений.

При определении коэффициента обратной последовательности допускается брать отношение к номинальному напряжению

$$K_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{ном}} 100 \%. \quad (13.7)$$

Напряжение обратной последовательности $U_{2(1)}$ можно определять:

- методом симметричных составляющих;
- вычислением.

Вычисление составляющей обратной последовательности производят по приближенной формуле [31]

$$U_{2(1)} = 0,62 (U_{н\ б(1)} - U_{н\ м\ (1)}), \quad (13.8)$$

где $U_{н\ б(1)}$, $U_{н\ м\ (1)}$ — наибольшее и наименьшее действующие значения из трех междуфазных напряжений основной частоты.

Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжений по обратной последовательности в точках общего присоединения к электрическим сетям равны 2,0 и 4,0% соответственно.

Коэффициентом несимметрии по нулевой последовательности напряжения является величина, равная отношению напряжения нулевой последова-

тельности к фазному напряжению прямой последовательности в многофазной системе электроснабжения

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{\phi 1}} 100 \%, \quad (13.9)$$

где $U_{0(1)}$ – действующие значения напряжения нулевой последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений; $U_{\phi 1}$ – фазное напряжение основной частоты.

При определении коэффициента нулевой последовательности допускается относить к фазному номинальному напряжению (току).

$$K_{0U} = \frac{U_{0(1)}}{U_{\phi \text{ ном}}} 100\% = \frac{\sqrt{3} U_{0(1)}}{U_{\text{ном}}} 100\% . \quad (13.10)$$

Нормально допустимое и предельно допустимое значения коэффициента несимметрии напряжений по нулевой последовательности в точках общего присоединения к четырехпроводным электрическим сетям с номинальным напряжением 0,38 кВ равны 2,0 и 4,0% соответственно.

Вычисление составляющей нулевой последовательности можно производить по приближенной формуле [25]

$$U_{0(1)} = 0,62 (U_{\text{н б.ф.}(1)} - U_{\text{н м.ф.}(1)}), \quad (13.11)$$

где $U_{\text{н б.ф.}(1)}$, $U_{\text{н м.ф.}(1)}$ – наибольшее и наименьшее действующие значения из трех фазных напряжений основной частоты.

В системах электроснабжения наблюдается не только несимметричная система напряжений, но и несимметричная система токов. В этой системе также можно определить коэффициенты несимметрии токов по обратной и нулевой последовательности. Они определяются так же, как и коэффициенты несимметрии напряжения по обратной и нулевой последовательности. При этом символы напряжения заменяются символами тока.

При определенных режимах работы электрооборудования в кривой напряжения кроме гармоник основной частоты $U_{(1)} = U_{\text{ном}}$ появляются гармоники других высших частот $U_{(n)}$. Несинусоидальные напряжения (токи) можно рассматривать как сложные гармонические колебания, состоящие из совокупности простых гармонических колебаний различных частот. Причиной возникновения несинусоидальности напряжения является наличие в ЭС электроприемников с нелинейной вольтамперной характеристикой (тиристорные преобразователи, дуговые сталеплавильные печи, сварочные установки).

Несинусоидальность напряжения или искажение формы кривой переменного напряжения представляет собой отличие формы кривой переменного напряжения в системе электроснабжения от требуемой (синусоидальной) [25].

Кривая несинусоидального напряжения приведена на рис. 13.9.

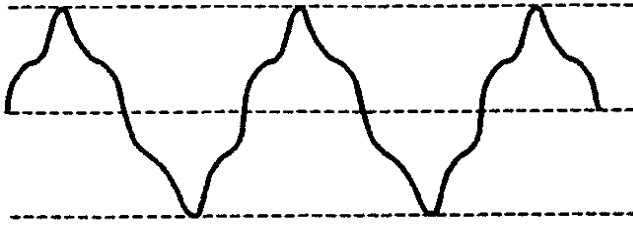


Рис. 13.9. Кривая несинусоидального напряжения

Несинусоидальность напряжения может возникнуть даже при подаче синусоидальной ЭДС на элемент, обладающий нелинейной вольтамперной характеристикой. На рис. 13.10 показано, что к фазе трехфазного вентиляльного преобразователя приложена синусоидальная ЭДС e_a . В фазе с нелинейной нагрузкой протекает несинусоидальный ток i_a , который вызывает появление несинусоидального падения напряжения u_a .

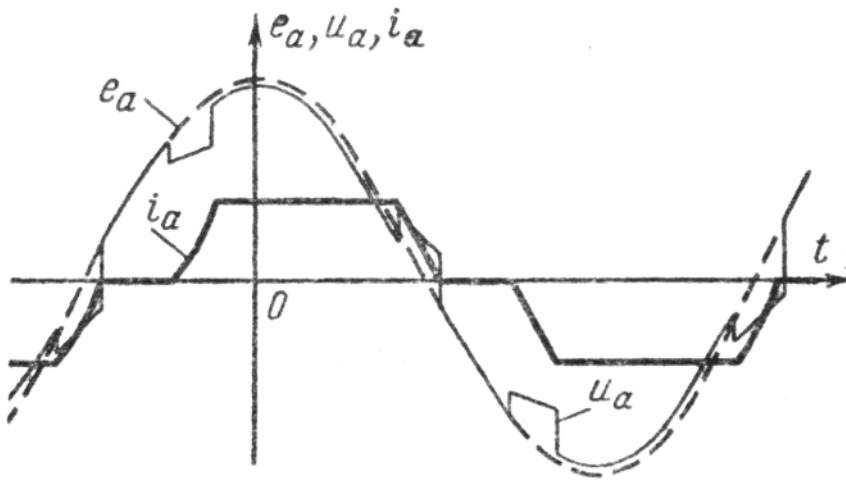


Рис. 13.10. Появление несинусоидального напряжения в цепи с нелинейной нагрузкой при синусоидальной ЭДС

Наложение несинусоидального падения напряжения на синусоидальную ЭДС вызывает появление несинусоидального напряжения в узле нагрузки.

Любая несинусоидальная периодическая функция (в том числе кривая несинусоидального напряжения) может быть представлена в виде суммы ряда составляющих, одна из которых постоянная, другие являются синусоидальными функциями с кратными частотами или гармониками.

$$y = A_0 + A_1 \sin(\omega_1 t + \psi_1) + A_2 \sin(2\omega t + \psi_2) + A_3 \sin(3\omega t + \psi_3) + \dots + A_n(n\omega t + \psi_n)$$

где A_0 – постоянная составляющая; A_1, A_2, A_3, A_n – амплитуды гармонических составляющих (следует учитывать гармонические составляющие от 2 до 40); $\psi_1, \psi_2, \psi_3, \psi_n$ – начальные фазы гармоник.

На рис. 13.11 представлен график несинусоидального напряжения u , первой u_1 и третьей u_3 гармоник, входящих составляющими в кривую несинусоидального напряжения.

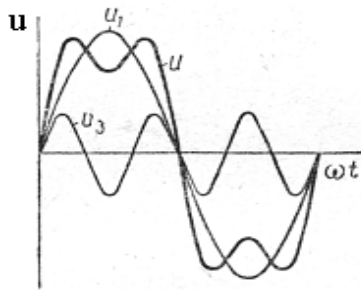


Рис. 13.11. График несинусоидального напряжения u , первой u_1 и третьей u_3 гармоник

Симметричная трехфазная система напряжений, как известно, характеризуется тем, что кривые напряжений во всех фазах по форме одинаковы, но сдвинуты на одну треть периода $-\frac{2\pi}{3}$.

Основная гармоника напряжений может быть выражена системой трех уравнений:

$$\begin{aligned} u_{1A} &= U_{1m} \sin \omega t, \\ u_{1B} &= U_{1m} \sin \left(\omega t - \frac{2\pi}{3} \right), \\ u_{1C} &= U_{1m} \sin \left(\omega t + \frac{2\pi}{3} \right). \end{aligned}$$

Система уравнений для n -х гармоник фазного напряжения отличается от предыдущей тем, что аргумент синусоидальной функции увеличен в n раз:

$$\begin{aligned} u_{nA} &= U_{nm} \sin n\omega t, \\ u_{nB} &= U_{nm} \sin \left(n\omega t - \frac{2\pi}{3} \right), \\ u_{nC} &= U_{nm} \sin \left(n\omega t + \frac{2\pi}{3} \right). \end{aligned}$$

В составе высших гармонических составляющих несинусоидального напряжения можно выделить четные, нечетные гармоники и нечетные гармоники, кратные 3.

Периодические несинусоидальные напряжения можно представлять и векторами. При этом амплитуды составляющих высших гармоник неодинаковы и чем выше номер гармоники, тем меньше ее амплитуда.

Рассмотрим сначала гармоники, кратные трем, т. е. положим $n = 3k$, где n – номер высшей гармоники; k – целое число:

$$\begin{aligned}
 u_{nA} &= U_{nm} \sin 3k \omega t, \\
 u_{nB} &= U_{nm} \sin(3k \omega t - 2\pi k) = U_{nm} \sin 3k \omega t, \\
 u_{nC} &= U_{nm} \sin(3k \omega t + 2\pi k) = U_{nm} \sin 3k \omega t.
 \end{aligned}$$

Напряжения во всех фазах имеют одинаковые значения и совпадают по фазе, так как сдвиг на полный период (или целое число периодов $2\pi k$) равнозначен отсутствию сдвига. Таким образом, гармоники, кратные трем, т. е. 3, 6, 9, 12-я и т. д., образуют симметричную систему нулевой последовательности.

На рис. 13.12, а гармоники напряжения, кратные трем, показаны тремя одинаковыми векторами, совпадающими по направлению.

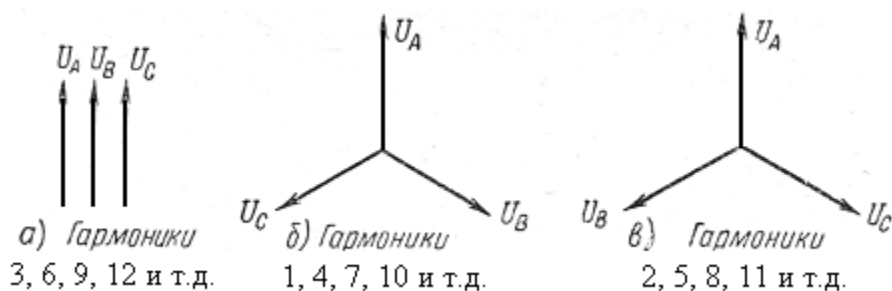


Рис. 13.12. Симметричные составляющие несинусоидальных напряжений в трехфазных цепях

Если $n = 3k + 1$, то напряжение U_B отстает по фазе от U_A на угол $\frac{2\pi}{3}$, а U_C опережает U_A на такой же угол.

Например, четвертые гармоники фазных напряжений ($n = 4$) выражаются уравнениями:

$$\begin{aligned}
 u_{4A} &= U_{4m} \sin 4\omega t, \\
 u_{4B} &= U_{4m} \sin\left(4\omega t - \frac{2\pi}{3}\right), \\
 u_{4C} &= U_{4m} \sin\left(4\omega t + \frac{2\pi}{3}\right).
 \end{aligned}$$

Следовательно, гармоники 1, 4, 7, 10, 13-я и т. д. образуют симметричную систему прямой последовательности.

На рис. 13.12, б показана векторная диаграмма напряжений этих гармоник. Векторы диаграммы нужно представлять вращающимися против движения стрелки часов с угловой скоростью $n\omega$, при этом порядок следования векторов прямой: за вектором U_A следует вектор U_B , а затем U_C .

Полагая $n = 3k - 1$, нетрудно установить, что напряжение U_B опережает U_A по фазе на угол $\frac{2\pi}{3}$, а U_C отстает от U_A на такой же угол. Например, пятые ($n = 5$) гармоники фазных напряжений имеют уравнения:

$$u_{5A} = U_{5m} \sin 5\omega t,$$

$$u_{5B} = U_{5m} \sin\left(5\omega t + \frac{2\pi}{3}\right),$$

$$u_{5C} = U_{5m} \sin\left(5\omega t - \frac{2\pi}{3}\right).$$

Гармоники 2, 5, 8, 11, 14-я и т. д. Образуют симметричную систему обратной последовательности. Порядок следования векторов диаграммы на рис. 13.12, в при вращении их против движения стрелки часов обратный: за вектором U_A следует U_C и далее U_B (следование векторов в прямом порядке U_A, U_B, U_C соответствует вращению их в обратном направлении, по движению часовой стрелки).

Если напряжения фаз имеют одинаковые постоянные составляющие, то в совокупности они могут рассматриваться как составляющая нулевой последовательности нулевой частоты.

При анализе несинусоидальных кривых напряжения учитывают:

- в кривых, симметричных относительно оси абсцисс, отсутствуют постоянная составляющая и четные гармоники;
- в линейных напряжениях при соединении обмоток источника звездой гармоники, кратные трем отсутствуют.

Несинусоидальность напряжения характеризуется следующими показателями:

- коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения K_U ;
- коэффициентом n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$.

Эти показатели по-разному влияют на ЭС и работу ЭП. Токи, вызванные искажением синусоидальности кривой напряжения, оказывают влияние на создание и изменение магнитных полей, то есть влияют на технологическую составляющую ущерба. Эти токи влияют на изменение активных потерь в ЭС и ЭП, то есть влияют на электромагнитную составляющую ущерба от ухудшения ПКЭ.

Проявление высших гармонических составляющих напряжения вызывает резонансные явления в ЭС и электроустановках. При возникновении резонансного или близкого к нему режима на какой-либо высшей гармонике токи и (или) напряжения могут оказаться значительно больше тока и напряжения основной гармоники на участке цепи. Это может привести к дополнительному нагреву (резонанс токов) или пробое изоляции (резонанс напряжений).

Коэффициентом искажения синусоидальности кривой напряжения является величина, равная отношению действующего значения суммы гармонических составляющих к действующему значению основной составляющей переменного напряжения

$$K_u = \frac{\sqrt{\sum U_{(n)}^2}}{U_{(1)}}, \quad (13.12)$$

где $U_{(n)}$ – напряжение любой n -й высшей гармоники с $n \geq 2$; $U_{(1)}$ – напряжение основной (первой) гармоники.

При расчете коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения (тока) допускается брать отношение к номинальному напряжению (току).

$$K_u = \frac{\sqrt{\sum U_{(n)}^2}}{U_{\text{ном}}} 100 .$$

При определении данного показателя КЭ допускается:

- 1) не учитывать гармонические составляющие, значения которых менее 0,1%;
- 2) не учитывать гармонические составляющие порядка $n \geq 40$ или гармонические составляющие, действующие значения которых менее $0,3 U_{(1)}$.

Нормально допустимые и предельно допустимые значения коэффициента искажения синусоидальности кривой напряжения в точках общего присоединения к электрическим сетям с разным номинальным напряжением приведены в табл. 13.1.

Таблица 13.1

**Значения коэффициента искажения синусоидальности
кривой напряжения K_U в процентах**

Нормально допустимое значение при $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$				Предельно допустимое значение при $U_{\text{ном}}, \text{кВ}$			
0,4-1,0	6-20	35	110-330	0,4-1,0	6-20	35	110-330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Коэффициентом гармонической составляющей напряжения является величина, равная отношению действующего значения n -й гармонической составляющей напряжения к действующему значению основной составляющей кривой переменного напряжения

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} .$$

Коэффициент гармонической составляющей устанавливается в процентах. При определении коэффициента гармонической составляющей допускается брать отношение к номинальному напряжению

$$K_{U(n)} = \frac{U_{(n)}}{U_{\text{ном}}} 100 . \quad (13.13)$$

Нормально допустимые значения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения $K_{U(n)}$ в точках общего присоединения к электрическим сетям с разными номинальными напряжениями $U_{\text{ном}}$ приведены в табл. 13.2.

Таблица 13.2

Значения коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения, в процентах

Нечетные гармоники, не кратные 3, при $U_{\text{ном}}$, кВ					Нечетные гармоники, кратные 3**, при $U_{\text{ном}}$, кВ					Четные гармоники при $U_{\text{ном}}$, кВ				
n^*	0,4-1,0	6-20	35	110-330	n^*	0,4-1,0	6-20	35	110-330	n^*	0,4-1,0	6-20	35	110-330
5	6,0	4,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2,0	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	2,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	1,5	1,0	0,5	>21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						>12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,0	1,0	0,4										
>25	0,2+	0,2+	0,2+	0,2+										
	+1,3	+0,8	+0,6	+0,2										
	x	x	x	x										
	x25/ n	x25/ n	x25/ n	x25/ n										

Примечания:

* n – номер гармонической составляющей напряжения.

** Нормально допустимые значения, приведенные для n , равного 3 и 9, относятся к однофазным электрическим сетям. В трехфазных трехпроводных электрических сетях эти значения принимают вдвое меньшими приведенных в таблице.

Предельно допустимое значение коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения может достигать полутора кратного значения нормально допустимого коэффициента n -й гармонической составляющей напряжения, определяемого по табл. 13.2.

В системах электроснабжения наблюдается не только несинусоидальность напряжений, но и несинусоидальность токов. В этой системе нужно определять коэффициентом искажения синусоидальности кривой тока и коэффициент гармонической составляющей тока. Они определяются так же, как и соответствующие коэффициенты несинусоидальности напряжения. При этом символы напряжения заменяются символами тока.

Провал напряжения – внезапное снижение напряжения ниже $0,9 U_{\text{ном}}$ в системе электроснабжения с последующим его восстановлением до первоначального значения или близкого к нему уровня через промежуток времени от десяти миллисекунд до нескольких десятков секунд (рис. 13.13).

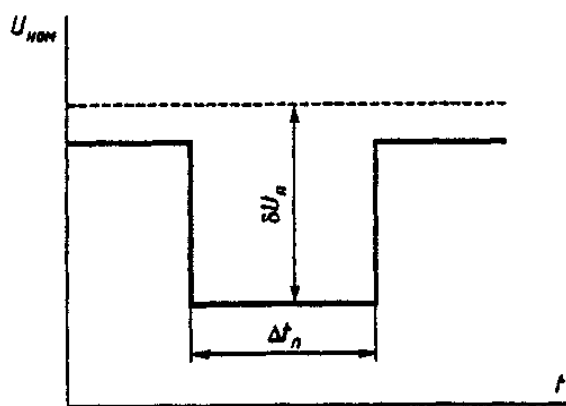


Рис. 13.13. Провал напряжения

Характеристикой провала является его длительность Δt_n — интервал времени между начальным моментом провала напряжения t_n и моментом восстановления напряжения t_k :

$$\Delta t_n = t_k - t_n.$$

Длительность провала напряжения составляет от десяти миллисекунд до нескольких секунд.

Провал напряжения характеризуется также глубиной провала δU_n (по отношению к значению напряжения в нормальном режиме). Глубина провала напряжения — величина, равная разности между номинальным или базовым значением напряжения и наименьшим действующим значением во время его провала.

Глубина провала напряжения определяется:

$$\delta U_n = U_{ном} - U_{min};$$

$$\delta U_n = \frac{U_{ном} - U_{min}}{U_{ном}} 100. \quad (13.14)$$

Глубина провала может изменяться от 10 до 100%.

Основной причиной появления провалов в системе электроснабжения являются короткие замыкания в отходящих от узла нагрузки ветвях.

Провалы напряжения не нормируются, так как они носят случайный характер, зависят от возникновения коротких замыканий, они неизбежны и не предсказуемы. Рекомендуется накапливать статистические данные о частоте, глубине и длительности провалов напряжения.

Имеющиеся данные по провалам напряжения в сетях 6–10 кВ [2] приведены в табл. 13.3.

Таблица 13.3

Интервал длительности провалов напряжения, с	Доля интервалов данной длительности, %
3-6	20
6-15	60
15-21	16
21-30	4

При этом глубина провалов от 10 до 100 % в процентах от общего количества приведена в табл. 13.4.

Таблица 13.4

Глубина провала, %	Всего, %
10-35	14
35-90	48
100	38
Итого	100

При коммутациях в ЭС, при работе разрядников во время грозových явлений могут появляться высокочастотные импульсы, которые искажают форму кривой питающего напряжения.

Импульс напряжения – резкое изменение напряжения в точке электрической сети, длящееся малый интервал времени (меньше полупериода), за которым следует восстановление напряжения до первоначального или близкого к нему значения.

Импульс напряжения (рис. 13.14) характеризуется следующими величинами:

- амплитудой импульса $U_{имп}$;
- длительностью импульса $\Delta t_{имп}$.

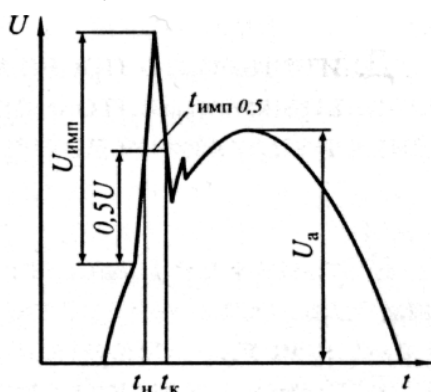


Рис. 13.14. Импульсное напряжение

Амплитуда импульса напряжения – максимальное мгновенное значение импульса напряжения. В ЭС напряжением до 1 кВ может проникать импульсное напряжение 3–10 кВ.

Всплеск напряжения

$$\delta U_{\text{имп}} = \frac{U_{\text{имп}}}{\sqrt{2} U_{\text{ном}}} . \quad (13.15)$$

Длительность импульса – интервал времени между начальным моментом импульса и моментом восстановления мгновенного значения до первоначального уровня. Длительность импульса напряжения, как правило, оценивается по уровню $0,5 U_{\text{имп}}$.

$$\Delta t_{\text{имп}} = t_{\text{к}} - t_{\text{н}} .$$

Наиболее чувствительными к импульсным напряжениям оказываются электронные микропроцессорные элементы систем управления, электронно-вычислительные машины, персональные компьютеры.

Защита от импульсных напряжений осуществляется ограничителями перенапряжений.

Временное перенапряжение – это превышение напряжения в точке электрической сети над наибольшим рабочим напряжением, установленным для данного электрооборудования. Превышением напряжения обычно считают напряжение выше $1,1 U_{\text{ном}}$, возникающее в момент коммутации электрических цепей продолжительностью более 10 мс.

Временное перенапряжение характеризуется коэффициентом временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$ – величиной, равной отношению максимального значения огибающей амплитудных значений напряжения за время существования временного перенапряжения (U_{amax}) к амплитуде номинального напряжения сети (рис. 13.15)

$$K_{\text{пер}U} = \frac{U_{a \text{ max}}}{\sqrt{2} U_{\text{ном}}} . \quad (13.16)$$

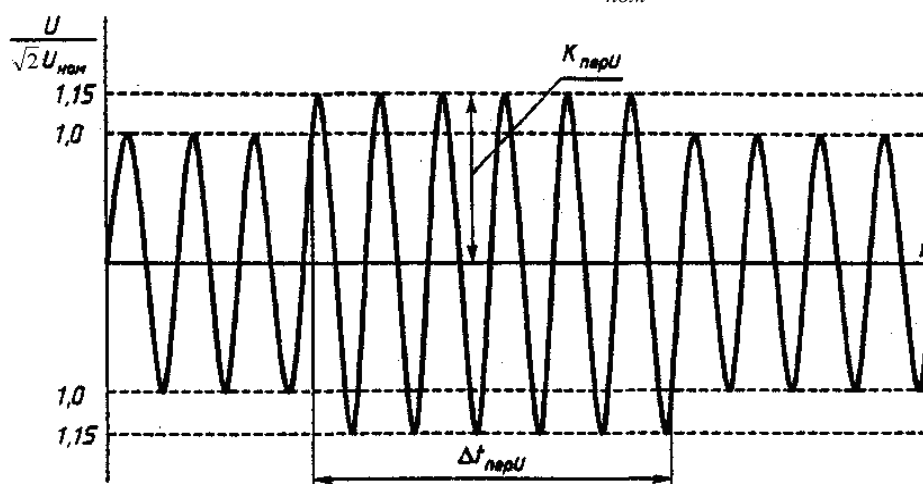


Рис. 13.15. Временное перенапряжение

Длительность временного перенапряжения $\Delta t_{\text{пер}U}$ – интервал времени между начальным моментом возникновения временного перенапряжения и моментом его исчезновения

$$\Delta t_{\text{пер}U} = t_{\text{к пер}} - t_{\text{н пер}} .$$

Коэффициент временного перенапряжения не нормируется. Однако коэффициент временного перенапряжения в точках присоединения электроприемников к сети общего назначения в зависимости от длительности временных перенапряжений не превышает значений, приведенных в табл. 13.5.

Таблица 13.5

Длительность временных перенапряжений $\Delta t_{\text{пер}U}$, с	до 1	до 20	до 60
Коэффициент временного перенапряжения $K_{\text{пер}U}$	1,47	1,31	1,15

В течение года в точке присоединения возможно до 30 кратковременных перенапряжений.

При обрыве нулевого проводника в трехфазной электрической сети напряжением до 1 кВ, работающей с глухозаземленной нейтралью, возникают временные перенапряжения между фазой и землей. Уровень таких перенапряжений может достигать значений междуфазного напряжения, а длительность нескольких часов.

13.4. Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников

Влияние отклонения частоты на работе электроприемников проявляется в виде электромагнитной и технологической составляющих. Электромагнитная составляющая обусловлена ростом потребления активной и реактивной мощности из сети и увеличением потерь активной мощности в сети и электроприемниках. Считается, что снижение частоты на 1% вызывает увеличение потерь в сетях на 2%.

Технологическая составляющая связана с недовыпуском предприятиями промышленной продукции, недовыполнением строительно-монтажных работ. Производительность оборудования зависит от частоты вращения электродвигателя. Частота вращения асинхронных электродвигателей, в свою очередь, зависит от частоты напряжения сети. Эту зависимость можно определить по формуле

$$n = \frac{2\pi f}{p}(1-s), \quad (13.17)$$

где n – частота вращения ротора электродвигателя; f – частота напряжения питающей сети; s – скольжение электродвигателя; p – число пар полюсов двигателя.

Экономический ущерб от технологической составляющей на порядок выше, чем от электромагнитной составляющей.

Изменение частоты напряжения в питающей сети приводит к изменению потребления мощности. На рис. 13.16 показано влияние частоты на потребление мощности.

При снижении частоты от номинального значения $f_{\text{ном}}$ до значения f_1 происходит увеличение потребления реактивной мощности до Q_1 . Это приводит к понижению напряжения в узле нагрузки. При этом потребление активной мощности снижается до P_1 . Обычно увеличение потребляемой реактивной мощности выше, чем снижение активной мощности, что приводит к увеличению потерь мощности и энергии в сети. Снижается преобразование активной электроэнергии в другие виды, и, следовательно, сокращается и выпуск продукции.

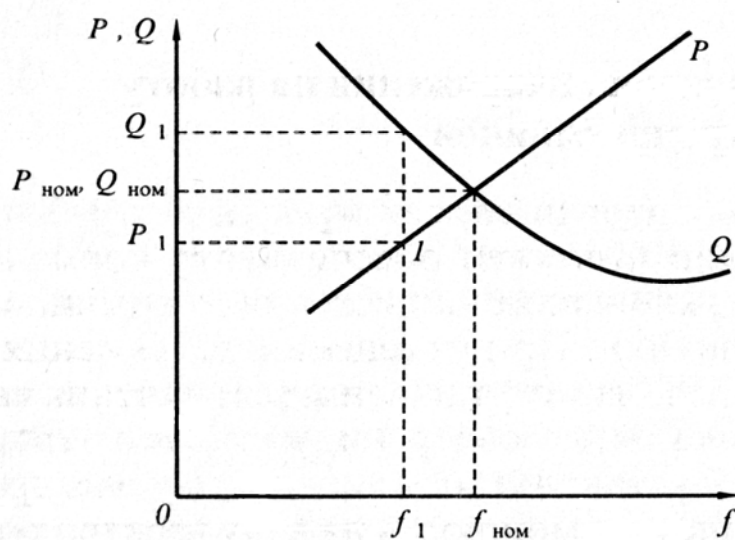


Рис. 13.16. Влияние частоты на потребление мощности

С увеличением потребления реактивной мощности увеличиваются затраты на компенсацию потребляемой реактивной мощности.

В связи с тем, что отклонение частоты возникает на генераторах электростанций, то ущерб касается многих предприятий.

Влияние отклонения напряжения. Основными факторами, вызывающими отклонения напряжения в СЭС предприятий, являются изменение режимов работы электроприемников электроэнергии в узле нагрузки и изменение режимов работы источников питания. Отклонения напряжения, в свою очередь, оказывают значительное влияние на работу электроприемников.

Асинхронные электродвигатели, являющиеся наиболее распространенными электроприемниками при отклонениях напряжения изменяют свои механические характеристики — зависимость вращающего момента M от скольжения s или частоты вращения n (рис. 13.17).

Приблизительно можно считать, что вращающий момент электродвигателя пропорционален квадрату напряжения на его зажимах. Поэтому при снижении напряжения вращающий момент снижается от значения $M_{\text{ном}}$ до значения M_1 .

Уменьшается частота вращения двигателя, так как увеличивается его скольжение от s_H до s_1 .

Изменение частоты вращения двигателя зависит также от статического момента на его валу M_c . На рис. 13.17 M_c принят постоянным.

Зависимость частоты вращения ротора двигателя от напряжения выражается

$$n = n_c \left(1 - k_3 s_H \frac{U_H^2}{U^2} \right), \quad (13.18)$$

где n_c – синхронная частота вращения; k_3 – коэффициент загрузки двигателя; U_H – номинальное напряжение электродвигателя; s_H – номинальное скольжение двигателя.

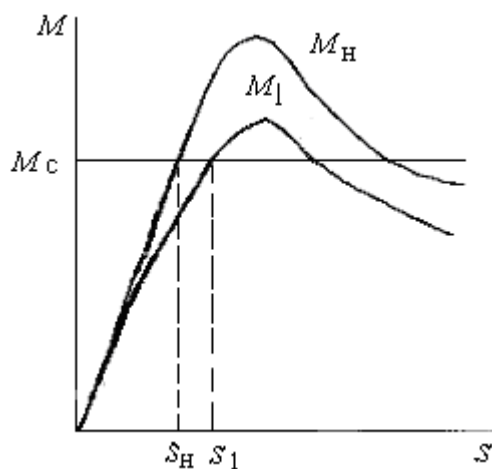


Рис. 13.17. Механическая характеристика двигателя при номинальном M_H и пониженном M_1 напряжениях при постоянном статическом моменте M_c

При снижении напряжения на выводах электродвигателя ток двигателя увеличивается, что приводит к повышению нагрева обмоток двигателя и ускорению старения изоляции.

Установки электрического освещения, применяемые на предприятиях, в строительстве и в быту, содержат различные источники света – лампы накаливания, дуговые ртутные лампы высокого давления, натриевые, ксеноновые и люминесцентные лампы. При изменении напряжения на выводах ламп изменяется освещенность, световой поток, срок службы ламп. На каждый процент понижения напряжения световой поток уменьшается приблизительно на 3,6%. Срок службы увеличивается приблизительно на 1,3% [26].

Электротермические установки на предприятиях реагируют на изменение напряжения следующим образом.

В печах сопротивления при снижении напряжения снижается производительность, увеличивается продолжительность технологического процесса. Повышение напряжения приводит к перерасходу электроэнергии и, следовательно, к экономическому ущербу.

При снижении напряжения в индукционных печах на 8-10% технологический процесс нельзя довести до конца.

Электросварочные установки переменного тока представляют собой однофазную неравномерную и несинусоидальную нагрузку с низким коэффициентом мощности: 0,3 – для дуговой и 0,7 – для контактной сварки. При снижении напряжения до 0,9 номинального время сварки увеличивается на 20%, а при выходе его за пределы ниже 0,9 и выше 1,1 номинального возникает брак сварных швов.

В вентильных преобразователях с автоматическим регулированием постоянного тока, применяемых на предприятиях близких к промышленным, при повышении напряжения в сети автоматически увеличивается угол регулирования. Это приводит к увеличению потребления мощности преобразователем.

Электрохимические и электролизные установки работают на выпрямленном токе. При снижении напряжения на электролизных установках наблюдается снижение производительности, а при повышении – недопустимый перегрев ванн электролизера.

Силовые трансформаторы обеспечивают электроснабжение приемников различного назначения. Изменение напряжения трансформаторов приводит к повышению потери активной мощности в стали.

Конденсаторы, применяющиеся в сетях для компенсации реактивной мощности, изменяют свою генерируемую мощность пропорционально квадрату напряжения.

$$Q_c = \frac{U^2}{X_c}, \quad (13.19)$$

где X_c – сопротивление конденсаторной батареи.

Колебание напряжения отрицательно сказывается на работе осветительных установок. Появляется фликер-эффект или мигание ламп освещения, что вызывает утомление зрения. Наиболее сильное воздействие на глаза человека проявляется при мигании света с частотой 3–10 Гц. В этом диапазоне допускаются минимальные колебания напряжения – менее 0,5%.

Колебания напряжения более 10% могут привести к погасанию газоразрядных ламп. Их зажигание происходит через несколько секунд и даже минут. При более глубоких колебаниях, более 15%, возможно отпускание магнитной системы пускателей, размыкание их контактов, что может привести к нарушению технологии производства.

При колебании напряжения с размахом 10–15 % возможен выход из строя конденсаторов, вентильных выпрямительных агрегатов.

Колебания напряжения оказывают заметное влияние на работу асинхронных двигателей в приводах технологического оборудования, к которому предъявляются высокие требования к точности поддержания частоты вращения приводов.

Колебание напряжения с размахом 5% вызывает резкий износ анодов электролизных установок. Снижается качество сварных швов.

При колебаниях напряжения нарушается нормальная работа радиоприемных приборов, телевизоров, персональных компьютеров, рентгеновских установок.

Регулируемые электропривода обычно чувствительны к провалам напряжения, нарушая синхронизацию на производственных линиях, где она критически важна

Влияние несимметрии напряжения. Несимметрия напряжений в СЭС оказывает значительное влияние на работу электрооборудования.

Синхронные генераторы. Токи прямой последовательности создают магнитное поле, вращающееся синхронно с ротором, а токи обратной последовательности – магнитное поле, вращающееся с двойной синхронной частотой в противоположном направлении. Это вызывает появление вихревых токов и вибрацию частей машины.

Асинхронные двигатели. Ток обратной последовательности, накладываясь на ток прямой последовательности, вызывает дополнительный нагрев ротора и статора, что приводит к быстрому старению изоляции. Несимметрия напряжений приводит к появлению противодействующего момента и к уменьшению полезного момента.

Трансформаторы. Потери мощности в основном обусловлены токами обратной последовательности.

$$\Delta P_{т2} = 3 I_2^2 r_{т2},$$

где I_2 – ток обратной последовательности; $r_{т2}$ – сопротивление обратной последовательности трансформатора.

Кабельные и воздушные линии. Токи обратной последовательности вызывают основные дополнительные потери мощности в линиях.

При несимметричной нагрузке ток в нулевом рабочем проводнике четырехпроводной системы трехфазного тока может превышать фазные токи, что чревато его значительной перегрузкой.

Токи нулевой последовательности постоянно проходят через заземлители, высушивая вокруг них грунт, и увеличивают сопротивление растеканию. Они вносят искажение в низкочастотные каналы проводной связи, снижают надежность работы устройств автоматики и телемеханики.

Выпрямительные установки. При несимметрии напряжений токи в фазах многофазного выпрямителя отличаются, что приводит к снижению мощности выпрямителя, так как часть выпрямителей оказывается недогруженной. При загрузке выпрямителя до номинального значения по менее загруженным фазам возможна значительная перегрузка части выпрямителей и их преждевременный выход из строя. Несимметрия напряжений переменного тока вызывает пульсацию с двойной частотой выпрямленного напряжения. Эти пульсации могут привести к выводу из строя конденсаторов сглаживающих фильтров.

Конденсаторные установки. Подключение симметричной по емкости трехфазной конденсаторной батареи к электрической сети с несимметричным напряжением может усугубить несимметрию в сети. Сами конденсаторные ус-

тановки будут неравномерно загружаться по фазам реактивной мощностью. Общая мощность установки снизится и будет меньше номинальной.

Влияние несинусоидальности напряжения. Источниками искажения формы синусоидального напряжения являются генераторы и силовые трансформаторы, работающие с перегрузкой, на нелинейной части кривой намагничивания, преобразовательные устройства переменного тока в постоянный, электроприемники с нелинейными вольт-амперными характеристиками. Искажения, создаваемые синхронными генераторами и силовыми трансформаторами, малы, так как они обычно работают в условиях относительно невысокого насыщения стали, и поэтому могут не учитываться. Основными источниками искажений являются вентильные преобразователи, электродуговые сталеплавильные и руднотермические печи, установки дуговой и контактной электросварки. Такие устройства могут быть установлены на смежных со строительными объектами предприятиях. Эти устройства потребляют из сети несинусоидальные токи, которые вызывают несинусоидальные падения напряжения на элементах сети. Они, накладываясь на основную синусоиду напряжения, приводят к искажению формы кривой напряжения.

Наиболее серьезные нарушения качества электроэнергии в питающей сети возникают при работе мощных управляемых вентильных преобразователей. При этом порядок высших гармонических составляющих тока и напряжения в сети определяется по формуле

$$n = km \pm 1, \quad (13.20)$$

где n – номер высшей гармоники; k – последовательный ряд натуральных чисел (0, 1, 2, 3 ...); m – количество фаз выпрямления.

Высшие гармонические составляющие напряжения (тока) оказывают отрицательное воздействие на элементы СЭС.

При появлении любых высших гармоник напряжения (тока) возрастает амплитудное и действующее значение напряжения (тока). Это приводит к повышенному нагреву элементов СЭС, старению изоляции.

Воздействие тока второй гармоники с частотой 100 Гц аналогично воздействию тока обратной последовательности, тока третьей гармоники с частотой 150 Гц – проявлению тока нулевой последовательности. Появление токов более высоких гармоник вызывает поверхностный эффект в проводниках, что приводит к их повышенному нагреву и нагреву изоляции, к увеличению электрических потерь в конденсаторах, кабелях.

Несинусоидальный ток вызывает дополнительные потери мощности в трансформаторах, электрических машинах, линиях электропередачи. Они перегружают конденсаторные батареи, вызывая их вспучивание и выход из строя. При наличии токов высших гармоник в силовых трансформаторах появляются вихревые индукционные токи (токи Фуко), которые растут примерно пропорционально квадрату частоты.

Высшие гармоники тока и напряжения в сети вызывают расстройство работы устройств релейной защиты, автоматики и телемеханики.

Токи высших гармоник суммируются в нейтральном проводнике. Если нейтральный и защитный проводники объединены и соединены с токопроводящими элементами инженерных конструкций здания, нейтральные обратные токи имеют возможность беспрепятственного проникновения в металлические части здания, создавая неконтролируемые и неуправляемые магнитные поля. Это приводит к мерцанию экранов мониторов.

13.5. Технические средства и меры повышения показателей качества электроэнергии

Снижение отклонений напряжения достигается регулированием напряжения. Под регулированием напряжения понимается процесс изменения его уровней в характерных точках системы электроснабжения с помощью специальных технических средств. Применяются следующие методы и способы регулирования:

- регулирование напряжения в центре питания (ЦП);
- изменение сопротивлений элементов сети;
- перераспределение потоков реактивной мощности;
- изменение коэффициентов трансформации трансформаторов, регулируемых под нагрузкой (РПН) или без нагрузки (ПБВ).

Регулирование напряжения в ЦП приводит к изменению отклонений напряжений практически во всей системе электроснабжения. Такое регулирование является централизованным. Централизованное регулирование напряжения производится:

- на электростанциях путем изменения тока возбуждения генераторов;
- на трансформаторных подстанциях путем изменения коэффициента трансформации трансформаторов или с помощью синхронных компенсаторов.

Если в процессе регулирования режим напряжения изменяется только в части СЭС, то такое регулирование считается местным. Местное регулирование напряжения делится на групповое и индивидуальное. Групповое регулирование осуществляется для группы электроприемников, например, с помощью ПБВ цехового трансформатора. Устройство ПБВ позволяет регулировать коэффициент трансформации трансформаторов. Его устанавливают на стороне высокого напряжения трансформатора. Устройство имеет основное и несколько дополнительных ответвлений. Регулирование напряжения осуществляется ступенями в пределах $\pm 5\%$.

Индивидуальное регулирование осуществляется у отдельных электроприемников, например, для печи сопротивления, многошпиндельного станка.

Регулирование напряжения путем изменения сопротивления элементов сети используется при продольной компенсации в линиях электропередач. Ин-

дуктивное сопротивление линии компенсируется емкостным сопротивлением конденсатора, включаемого в линию

$$X_L = X_L - X_C,$$

где X_L – реактивное сопротивление линии; X_L – индуктивное сопротивление; X_C – емкостное сопротивление конденсатора.

Ограничение колебаний напряжения. Показатели качества электроэнергии ухудшаются с ростом мощности электроприемников и при уменьшении мощности короткого замыкания в точке подключения их к сети.

Колебания напряжения пропорциональны набросу мощности ударной реактивной нагрузки и обратно пропорциональны мощности КЗ:

$$\delta U_t = \frac{\Delta Q}{S_{кз}}, \quad (13.21)$$

где ΔQ – наброс реактивной нагрузки; $S_{кз}$ – мощность короткого замыкания в точке подключения электроприемников.

Коэффициент несимметрии обратной последовательности пропорционален мощности однофазной нагрузки:

$$K_{2U} = \frac{S_{но}}{S_{кз}} 100, \quad (13.22)$$

где $S_{но}$ – мощность однофазной нагрузки.

Коэффициент искажения несинусоидальности кривой напряжения пропорционален суммарной мощности преобразовательных агрегатов:

$$K_i = \frac{S_{па}}{S_{кз}} 100, \quad (13.21)$$

где $S_{па}$ – мощность преобразовательных агрегатов.

Отсюда видно, что для улучшения показателей качества электроэнергии при подключении электроприемников целесообразно рациональное разделение спокойной и специфической нагрузки.

Снижение несимметрии напряжения. Наиболее простым и эффективным методом симметрирования является равномерное распределение однофазных нагрузок по фазам.

В сетях с напряжением до 1 кВ несимметрия может быть снижена путем замены силовых трансформаторов со схемой соединения обмоток звезда – звезда с нулем на трансформаторы со схемой соединения обмоток треугольник – звезда с нулем. В этом случае токи нулевой последовательности, кратные трем, замыкаясь в первичной обмотке, уравнивают систему, и сопротивление нулевой последовательности резко уменьшается.

На предприятиях, близких к промышленным, несимметрию напряжений можно снизить применением неуправляемых и управляемых симметрирующих устройств (СУ). Различают групповой, индивидуальный и комбинированный

способы симметрирования. Широко применяются индуктивно–емкостные СУ, которые подключаются параллельно с несимметричной нагрузкой (рис. 13.18).

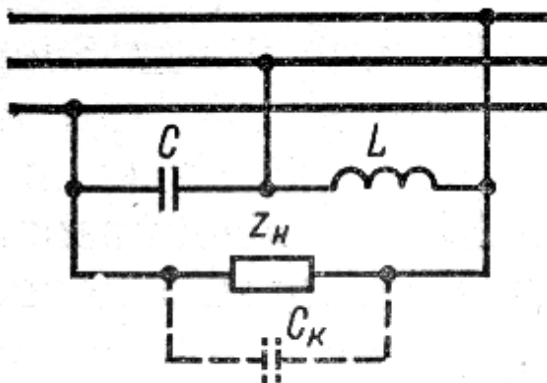


Рис. 13.18. Схема симметрирования однофазной нагрузки:
 Z_H – однофазная нагрузка; C – конденсатор;
 L – индуктивность; C_K – конденсатор для компенсации реактивной мощности

При активной нагрузке ($Z_H = R_H$) полное симметрирование будет достигаться при условии

$$Q_L = Q_C = \frac{P_H}{\sqrt{3}}. \quad (13.22)$$

Если нагрузка имеет реактивную составляющую, то ее можно скомпенсировать подключением конденсаторной батареи (на схеме показана пунктиром).

Для **снижения несинусоидальности напряжения** применяют раздельное питание приемников с нелинейной вольт-амперной характеристикой и обычных приемников.

13.6. Контроль показателей качества электроэнергии

Контроль качества электроэнергии чаще всего проводится энергоснабжающей организацией и энергоемкими промышленными предприятиями. Целями контроля качества электроэнергии в сетях являются:

- проверка соответствия фактических значений параметров электроэнергии на границах раздела балансовой принадлежности сетей (ГРБП), значениям, установленным в договоре на пользование электроэнергией;
- выявление виновника ухудшения качества;
- выбор мероприятий по нормализации качества электроэнергии.

Проверку соответствия фактических значений показателей качества электроэнергии на ГРБП, значениям, установленным в договоре, производят путем приборного измерения параметров в соответствии с ГОСТ 13109-97.

Выявление виновника ухудшения качества осуществляется при одновременном измерении показателей в разных точках сети, например, на ГРБП и в глубине сети потребителя. Сравнение результатов измерений позволяет судить о направлении потока искажений.

Для измерений показателей качества электроэнергии могут допускаться приборы, погрешности измерения которых соответствуют ГОСТам на приборы. В эксплуатации находятся приборы для измерения ПКЭ [12] давних сроков изготовления.

Измерение отклонений напряжения. Для оценки отклонения напряжения в электрических сетях предприятий со стабильными нагрузками можно использовать обычные щитовые вольтметры электромагнитной системы. Наиболее удобно применять цифровые вольтметры. Такие приборы имеют погрешность измерения не более 0,25%, позволяют автоматизировать измерения и обеспечивать регистрацию на устройствах хранения информации.

В настоящее время применяются приборы контроля качества электроэнергии, выпущенные после введения ГОСТ 13109-97.

Приборы для комплексного контроля и анализа КЭ

Среди таких приборов можно назвать прибор контроля качества электроэнергии ППКЭ, анализатор качества электроэнергии – ЭРИС-КЭ, приборы измерения и анализа показателей качества электроэнергии РЕСУРС – UF, РЕСУРС – UF2, информационно-вычислительный комплекс «Омск».

Приборы предназначены для контроля и анализа КЭ в электрических сетях трехфазного и однофазного тока напряжением от 220 В до 750 кВ. Они применяются для измерения основных ПКЭ, а именно:

- установившееся отклонение напряжения;
- коэффициент несимметрии напряжений по обратной последовательности;
- коэффициент несимметрии напряжений по нулевой последовательности;
- коэффициент искажения синусоидальности кривой напряжения;
- коэффициент n -й гармонической составляющей напряжения;
- отклонение частоты;
- размах изменения напряжения;
- длительность провала напряжения и др.

Приборы снабжены персональным компьютером, в состав которого входят алфавитно-цифровой и жидкокристаллический дисплей для просмотра результатов текущих измерений и архивной информации, хранящейся в памяти ПК (ЭРИС – КЭ), или позволяют осуществить связь с ПК.

В лабораториях РТП или ТП энергосистемы, с которыми связаны районные трансформаторные подстанции, могут быть и другие приборы.

13.7. Надежность электроснабжения

Виды и причины отказов. Работоспособность устройств, системы определяется совокупностью заданных параметров, характеристик и допустимыми пределами их изменений – допусками [28]. На рис. 13.19 показано изменение параметра Π во времени и границы его изменения, при которых гарантируется работоспособность устройства. Параметр Π может представлять собой напряжение, частоту, величину тока и т.д. Если изменяемый во времени параметр будет выходить за допустимые границы изменений, а его допуски будут превосходить установленные значения, наступает отказ.



Рис. 13.19. Изменение параметра Π во времени

Отказы, возникающие в условиях эксплуатации, можно разделить на:

- полные и частичные. При частичных отказах электротехническое устройство теряет частично свою работоспособность;
- внезапные и постепенные. Постепенные отказы характеризуются постепенным изменением и выходом за заданную границу одного или нескольких параметров. При внезапных отказах изменение параметра протекает с большой скоростью;
- не зависимые и зависимые. Зависимые отказы зависят от отказов других устройств;
- устойчивые и неустойчивые (сбои). Сбои – самоустраняющиеся отказы, приводящие к кратковременному нарушению работоспособности.

В устройствах, функционирующих не постоянно во времени, отказы могут быть следующих видов:

- отказ срабатывания;
- ложное срабатывание.

Примером таких устройств могут быть устройства релейной защиты, выключатели, предохранители и т. п.

Отказы в СЭС с точки зрения их происхождения можно разделить на два класса – аппаратные и эксплуатационные. К *аппаратным отказам* относятся отказы, вызванные неполадками и повреждениями электротехнических устройств, входящих в СЭС. К *эксплуатационным отказам* относятся отказы, вызванные ошибочными или вынужденными действиями обслуживающего персонала.

К отказам аппаратного класса могут привести:

- ошибки, допущенные при разработке электротехнических устройств, выборе условий эксплуатации этих устройств;
- ошибки, допущенные при изготовлении, монтаже, ремонте электрооборудования;
- отказы, вызванные старением изоляции, износом оборудования;
- непредвиденные отказы (повреждение электротехнических устройств грозой, повреждение линий электропередач транспортом).

К эксплуатационным отказам можно отнести:

- отказы, вызванные сложностью СЭС, схем релейных защит и автоматики, структур управления;
- отказы, обусловленные недостаточной квалификацией обслуживающего персонала;
- отказы, вызванные воздействием механических и климатических факторов внешней среды, которые не должны были появиться в условиях эксплуатации.

Все отказы, какими бы причинами они не вызывались, носят случайный характер.

Для отдельных электротехнических устройств СЭС можно выделить следующие виды отказов и причины их появления.

Генераторы электростанций энергосистем и собственных электростанций предприятий. Генераторы являются источниками электроэнергии на электростанциях. Повреждения на генераторах, их отказ в функционировании сказывается на всех потребителях электроэнергии. Характерные отказы и повреждения на генераторах могут быть следующие:

- повреждения первичных двигателей;
- повреждения подшипников, систем охлаждения, нарушение центровки осей валов приводного двигателя и генератора;
- нарушения в работе устройств возбуждения, форсировки, синхронизации.

Трансформаторы. Трансформаторы устанавливаются на подстанциях электрических сетей энергосистем, главных подстанциях предприятий и на потребительских подстанциях. В связи с этим мощность и номинальные напряжения трансформаторов различны. Различны и ущербы от их простоя. Трансформаторы повреждаются довольно редко, однако их отказы приводят к перерыву в электроснабжении большого количества электроприемников и потребителей. Восстановление работоспособности трансформаторов требует значительного времени.

Отказами трансформаторов являются:

- отключения, вызванные повреждениями обмоток. Причинами повреждения обмоток являются внешние перенапряжения в сети и короткие замыкания;
- отключения, вызванные повреждениями переключателей и регулировочных устройств, перекрытиями вводов. Переключатели, в основном, выходят из строя у трансформаторов с регулированием под нагрузкой. Вводы повреждаются чаще всего из-за перенапряжений в сети, механических повреждений изоляторов, некачественных контактных соединений;

- отключения, вызванные повреждениями смежных элементов;
- отключения, вызванные ложными действиями защиты и ошибками персонала.

Линии электропередач. Они выполняются в виде воздушных и кабельных линий на различное напряжение (до 1000 и выше 1000 В). Повреждения чаще наблюдаются в электрических линиях на напряжение до 1000 В, однако повреждения в линиях на напряжение выше 1000 В приводят к перерыву в электроснабжении большого количества потребителей. Наиболее распространенными являются обрывы проводов воздушных линий и жил кабелей.

Воздушные линии электропередач. На воздушных линиях электропередач могут возникнуть как устойчивые повреждения (повреждения опор, проводов, изоляторов), так и неустойчивые (самоустраняющиеся). К самоустраняющимся повреждениям могут быть отнесены кратковременные перемикания между проводами (от ветра, проезжающим автотранспортом). Перерыв в электроснабжении при этом, в результате автоматического отключения, может быть восстановлен путем успешного действия устройств автоматического повторного включения или оперативного ручного включения.

Повреждения воздушных линий могут быть связаны с грозовыми перекрытиями изоляции, гололедными отложениями, ветровыми нагрузками, вибрацией и пляской проводов, ослаблением прочности деталей опор, возгоранием деревянных опор, внешними воздействиями на провода и опоры линий, короткими замыканиями на линиях.

Возможны повреждения линий также и в нормальных условиях. Причиной таких повреждений могут быть:

- неправильный выбор проводов, опор, изоляторов при проектировании;
- скрытые дефекты при изготовлении деталей опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры;
- нарушение правил монтажа и эксплуатации линий;
- токовые перегрузки на провода.

Все названные повреждения возможны как в системных сетях, так и в сетях предприятий.

Кабельные линии. Повреждения в кабельных линиях возникают в связи с старением межфазной и поясной изоляции, электролитической и химической коррозией, перегрузкой кабелей, нарушением изоляции грызунами. Наиболее часто возникают механические повреждения кабелей строительными машинами и механизмами при производстве строительных и ремонтных работ.

Повреждаемость кабельных линий зависит от способа прокладки кабелей (в земле, блоках, кабельных каналах, тоннелях, по строительным конструкциям), от возможности попадания влаги на кабели. Пробой изоляции чаще наблюдается в местах установки соединительных муфт, концевых воронок, чем на целых участках кабеля.

Коммутационные и защитные аппараты, аппараты управления и автоматики. Коммутационные и защитные аппараты делят на аппараты на напряжение выше 1000 В и до 1000 В. К аппаратам на напряжение выше 1000 В относятся выключатели, разъединители, отделители, короткозамыкатели, уста-

навливаемые в основном на трансформаторных подстанциях и пунктах распределения электроэнергии. К аппаратам на напряжение до 1000 В относятся автоматические и неавтоматические выключатели, разъединители.

Выключатели. Отказом выключателя является невыполнение им оперативных, защитных и противоаварийных функций, а также повреждения, при которых он должен быть выведен в ремонт. К ним относятся:

- невозможность отключения короткого замыкания в ячейке выключателя при оперативных коммутациях или в рабочем состоянии;
- невозможность отключения короткого замыкания в линии;
- невозможность автоматического или оперативного включения выключателя без короткого замыкания в ячейке или в линии;
- повреждения выключателя при отключении короткого замыкания;
- ложные отключения.

Отделители. Отказом отделителя является всякое случайное электрическое или механическое повреждение, приводящее к замыканию, а также невозможность отключения в бестоковую паузу.

Короткозамыкатели. Отказами короткозамыкателя могут быть короткие замыкания из-за самопроизвольного или ложного включения, а также невозможность включения короткозамыкателя при переключениях.

Разъединители. Отказом разъединителя является случайное механическое или электрическое повреждение, приводящее к короткому замыканию или невозможности отключения его без нагрузки.

Автоматические выключатели на напряжение до 1000В. Отказы автоматических выключателей связаны с неотключением коротких замыканий и перегрузок на линиях, в распределительных устройствах, в приемниках электроэнергии. Также имеют место отказы, связанные с неотключением при снижении напряжения до недопустимого значения. Эти отказы зависят от работы соответствующих расцепителей. К отказам приводят ложные срабатывания расцепителей. Большое количество отказов связано с механическими устройствами выключателей и контактной системой. Отказы в дугогасительных системах выключателей могут привести к возникновению пожаров.

Аппараты управления (контакторы, магнитные пускатели). Отказы аппаратов управления приводят к перерыву в электроснабжении отдельных электроприемников. Отказы наблюдаются при включении и отключении электроприемников. Причинами отказов могут быть дефекты в контактной системе контактора или кнопочного выключателя (поста управления), некачественная сборка и регулировка контактной системы, обрывы в цепи управления электромагнитом или некачественная регулировка фиксирующего устройства в контакторах с защелкой.

Предохранители. Предохранители применяются в электроустановках на напряжения до 1000 В и выше 1000 В. К отказам предохранителей относятся их повреждения, неселективные и ложные срабатывания.

Устройства релейной защиты и автоматики. Отказами устройств релейной защиты и автоматики являются отказы в срабатывании, ложные сраба-

тивания и срабатывания при несоответствии командного импульса. Причинами этих отказов являются повреждения элементов устройств автоматики, разрегулировка контактной системы контактных реле, образование на их поверхности непроводящих пленок из-за коррозии, загрязнения и эрозии, некачественная пайка и печатный монтаж электронных блоков. Причинами ложных срабатываний могут быть воздействия ударных и вибрационных нагрузок.

Электроприемники. К простому технологического оборудования приводят также повреждения электроприемников, часто входящих в состав самого технологического оборудования.

Электродвигатели. Наибольшая часть отказов электродвигателей происходит из-за повреждений обмоток статора, связанными с обрывами обмоток, межвитковыми и межфазными замыканиями в обмотках, замыканиями обмоток на корпус. Для короткозамкнутого ротора характерными повреждениями являются выплавление алюминиевой обмотки, для ротора с фазной обмоткой – обрыв обмотки, межвитковые и межфазные замыкания. У электродвигателей любой конструкции ротора наблюдаются затирания ротора о статор из-за износа подшипников и нарушения центровки осей ротора и статора, одностороннего магнитного притяжения, недопустимого прогиба вала ротора (для двигателей большой мощности).

Сварочные трансформаторы. Отказами у сварочных трансформаторов являются межвитковые замыкания, приводящие к выгоранию и обрыву обмотки, повреждения устройств регулирования сварочного тока. Наиболее часто эти повреждения появляются у трансформаторов, работающих на открытом воздухе, в условиях атмосферных осадков (на строительных площадках).

Светильники. Отказами светильников может быть выход из строя электрических ламп (часто исчерпан ресурс), нарушение контакта между цоколем лампы и светильника, обрыв монтажных проводников, повреждения цоколя и дросселя (в светильниках с люминесцентными лампами).

Последствия различных видов отказов не одинаковы, что можно увидеть на примере, приведенном на рис. 13.20.

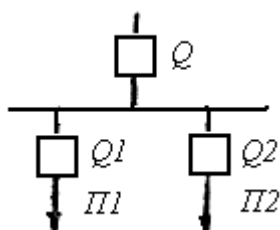


Рис. 13.20. Участок распределительной сети

При коротком замыкании в ячейке выключателя $Q1$ происходит отключение выключателя Q и перерыв в электроснабжении группы приемников $П2$. При отказах выключателя $Q1$, не приводящих к короткому замыканию в ячейке, электроснабжение для группы приемников $П2$ не прерывается.

Основные показатели надежности систем электроснабжения. Надежность СЭС может быть охарактеризована рядом показателей, среди которых можно выделить вероятность безотказной работы $P_{(t)}$, частоту отказов $\alpha_{(t)}$, параметр потока отказов $\omega_{(t)}$, интенсивность отказов $\lambda_{(t)}$, наработку на отказ T_o , сред-

ную наработку до отказа $T_{0-ср}$, коэффициент готовности K_r , коэффициент вынужденного простоя (восстановления) K_v , коэффициент ремонтного режима K_r , время восстановления, ущерб, ресурс [22].

Показатели надежности являются мерой оценки надежности системы или отдельных ее элементов.

Вероятность безотказной работы – это вероятность того, что в заданном интервале времени от 0 до t или в пределах заданной наработки отказ элементов СЭС не произойдет.

Вероятность безотказной работы оценивается выражением

$$P_{(t)} = \frac{N_{(t)}}{N} = \frac{N - n_{(t)}}{N}, \quad (13.23)$$

где N – количество элементов системы в начале испытаний;

$N_{(t)}$ – число оставшихся в работе элементов за время t ;

$n_{(t)}$ – число отказавших элементов за время t .

Вероятность отказа – вероятность того, что при определенных условиях эксплуатации в заданном интервале времени от 0 до t произойдет хотя бы один отказ.

Вероятность отказа оценивается выражением

$$Q_{(t)} = \frac{n_{(t)}}{N}. \quad (13.24)$$

В связи с тем, что отказ и безотказная работа являются событиями противоположными, можно записать

$$P_{(t)} + Q_{(t)} = 1. \quad (13.25)$$

Пример. Из 1000 силовых трансформаторов, находящихся в эксплуатации в сетях с одинаковым номинальным напряжением в течение одного года отказали 15. Определим вероятность безотказной работы трансформаторов и вероятность возникновения отказов в них.

Имеем: $N=1000$, $n_{(t)}=15$, $N_{(t)} = 1000 - 15 = 985$, $t=1$.

$$P_{(1)} = \frac{985}{1000} = 0,985,$$

$$Q_{(1)} = \frac{15}{1000} = 0,015.$$

Средняя частота отказов – это отношение числа отказавших элементов электротехнического устройства к первоначальному числу за период наблюдения

$$\alpha = \frac{n}{N},$$

где n – число отказавших элементов, приведших к отказу устройства;

N – первоначальное число наблюдаемых элементов.

Интенсивность отказов электротехнического устройства $\lambda_{(t)}$ – среднее число отказов, наблюдавшихся у однотипных устройств в единицу времени

$$\lambda_{(t)} = \frac{n_{(\Delta t)}}{N \cdot \Delta t}, \quad (13.26)$$

где $n_{(\Delta t)}$ – число устройств, отказавших за время Δt ; N – число наблюдаемых устройств; Δt – период наблюдения.

Пример. В условиях эксплуатации на предприятиях одного сетевого района в течение 10 лет находились под наблюдением 100 трансформаторов трансформаторных подстанций. За это время зафиксированы отказы 5 различных трансформаторов. Определим интенсивность отказов цеховых трансформаторов.

Имеем: $N=100$ шт., $n_{(\Delta t)}=5$, $\Delta t=10$ лет

$$\lambda = \frac{5}{100 \cdot 10} = 0,005 \frac{1}{год}.$$

Вероятность безотказной работы в интервале времени $[0, t]$ определяется экспоненциальной функцией

$$P_{(t)} = e^{-\int_0^t \lambda_{(t)} dt}. \quad (13.27)$$

Для большинства электротехнических устройств интенсивность их отказов $\lambda_{(t)}$ за длительный период t принимается постоянной ($\lambda = \text{const}$), то вероятность безотказной работы будет иметь вид:

$$P_{(t)} = e^{-\lambda t}, \quad (13.28)$$

где λ – средняя постоянная интенсивности внезапных отказов;
 t – время работы устройства, час.

Вероятность возникновения отказа можно будет определить из выражения:

$$Q_{(t)} = 1 - e^{-\lambda t}. \quad (13.29)$$

На рис. 13.21. показаны кривые изменения функций $P_{(t)}$ и $Q_{(t)}$ во времени.

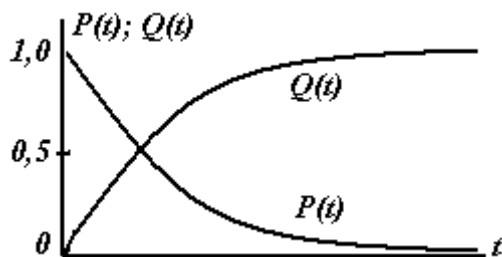


Рис. 13.21. Кривые вероятности безотказной работы $P_{(t)}$ и вероятности отказа $Q_{(t)}$

Надежность элементов системы под воздействием различных факторов (старение изоляции, выявление скрытых дефектов, износ и т. д.) с течением времени изменяется, т. е. изменяется интенсивность отказов.

На рис. 13.21 показан характерный вид функции $\lambda_{(t)}$, где можно выделить три характерные зоны изменения $\lambda_{(t)}$:

1 – период приработки, когда выявляются скрытые дефекты.

2 – период нормальной эксплуатации. На этом периоде можно принять $\lambda_{(t)} = \lambda = \text{const}$;

3 – период интенсивного износа, который наступает после выработки технического ресурса.

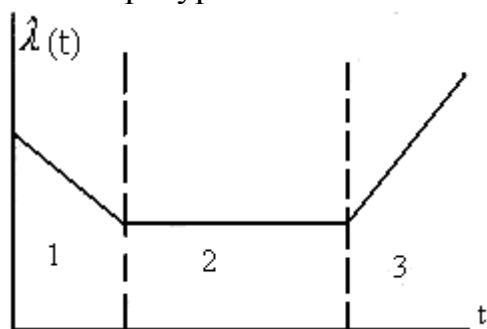


Рис. 13.21. Изменение интенсивности отказов $\lambda_{(t)}$ во времени

Оценка надежности СЭС производится, как правило, для периода нормальной эксплуатации, поэтому принимается $\lambda_{(t)} = \lambda$.

Важным показателем надежности является средняя наработка до отказа $T_{o.c.p.}$. Средняя наработка до отказа есть математическое ожидание продолжительности безотказной работы неремонтируемого устройства до первого отказа

$$T_{o.c.p.} = \int_0^{\infty} P_{(t)} dt. \quad (13.30)$$

По известным сведениям об отказах среднюю наработку до отказа можно определить по выражению:

$$T_{o.c.p.} = \frac{\sum_{i=1}^n T_{o.i}}{n} \quad \text{или} \quad T_{o.i} = \frac{1}{\lambda}, \quad (13.31)$$

где $T_{o.i}$ – продолжительность безотказной работы i -го элемента устройства (системы);

n – число испытываемых элементов.

Наработка до отказа измеряется временем, числом циклов или переключений.

Вероятность безотказной работы, вероятность отказа, интенсивность отказа, средняя наработка до отказа – основные показатели, характеризующие безотказность неремонтируемых электротехнических устройств.

Для оценки безотказности восстанавливаемых электротехнических устройств используется наработка на отказ и поток отказов.

Наработка на отказ – среднее значение продолжительности безотказной работы между соседними отказами.

$$T_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^n T_i}{m}, \quad (13.32)$$

где T – продолжительность безотказной работы элемента между $(i-1)$ и i –м отказами; m – число отказов за время t .

Поток отказов $\omega_{(t)}$ электротехнического устройства – это среднее количество отказов восстанавливаемого устройства в единицу времени за рассматриваемый период времени при условии замены отказавших изделий новыми.

$$\omega_{(t)} = \frac{\sum_{i=1}^n m_{i(\Delta t)}}{N \cdot \Delta t}, \quad (13.33)$$

где $m_{i(\Delta t)}$ – число отказов i -го устройства за момент времени $\Delta t < t$; N – число устройств, находящихся на испытании; Δt – рассматриваемый период времени.

Если вероятность совмещения двух и более событий быть не может, что является характерным для большинства электротехнических устройств, то считается, что $\omega = \lambda$.

Среди показателей долговечности следует отметить технический ресурс и срок службы устройства.

Технический ресурс электротехнического устройства T_T – наработка устройства от начала эксплуатации или ее возобновления после ремонта до наступления предельного состояния.

Срок службы T_c – календарная продолжительность эксплуатации устройства от начала работы или ее возобновления после ремонта до наступления предельного состояния.

Наиболее широко применяемым показателем ремонтпригодности электротехнических устройств, используемых в СЭС, является среднее время восстановления t_B . Это среднее время простоя электротехнического устройства, связанное с обнаружением и устранением одного отказа.

$$t_B = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^n \tau_i, \quad (13.34)$$

где τ_i – время обнаружения и устранения i – го отказа; m – количество отказов.

Время, в течение которого элемент СЭС (электротехническое устройство) будет находиться в состоянии восстановления после отказа за год, равно

$$T_B = \omega t_B \quad (13.35)$$

Ремонт электротехнических устройств проводится с целью вновь использовать изношенные или поврежденные устройства и продлить срок их службы.

В практике широко используются комплексные показатели надежности: коэффициент готовности K_z , коэффициент вынужденного простоя (коэффициент восстановления $K_{(B)}$, коэффициент ремонтного режима K_p , коэффициент технического использования $K_{ти}$.

Коэффициент готовности K_z представляет собой вероятность того, что устройство или система окажется в работоспособном состоянии в любой момент времени, кроме планируемых периодов, когда их использование по назначению не предусматривается. Коэффициент готовности может быть определен по формуле:

$$K_z = \frac{T}{T + T_{\text{в}}}, \quad (13.36)$$

где T – наработка на отказ; $T_{\text{в}}$ – среднее время восстановления.

Коэффициент вынужденного простоя $K_{\text{в}}$ – вероятность того, что элемент будет неработоспособен в произвольный момент времени. Он определяется по формуле:

$$K_{\text{в}} = \frac{\lambda \cdot t_{\text{в}}}{8760}, \quad (13.37)$$

где 8760 – число рабочих часов в году. Сумма указанных коэффициентов равна 1.

Коэффициент ремонтного режима K_p – это вероятность того, что устройство (элемент системы) будет находиться в состоянии ремонта. Он может быть определен по формуле:

$$K_p = \frac{\mu \cdot t_{\text{пр}}}{8760}, \quad (13.38)$$

где μ – частота плановых ремонтов 1/год; $t_{\text{пр}}$ – средняя длительность планового ремонта.

Устройства, находящиеся в ремонте (в режиме восстановления), могут быть восстановлены в заданное время и могут оказаться невосстановленными за это время.

Вероятность восстановления $S_{(t)}$ представляет вероятность того, что отказавший элемент будет восстановлен в течение заданного времени t , т.е. характеризует вероятность своевременного завершения ремонта.

$$S_{(t)} = \frac{N_{\text{в}}}{N_{\text{в}(0)}}, \quad (13.39)$$

где $N_{\text{в}}$ – количество элементов, время восстановления которых меньше времени t , т.е. восстановленных в заданное время; $N_{\text{в}(0)}$ – количество элементов, поставленных на восстановление.

Вероятность невосстановления (несвоевременного завершения ремонта) представляет вероятность того, что отказавший элемент не будет восстановлен в течение заданного времени.

$$G_{(t)} = \frac{N_{B(0)} - N_B}{N_{B(0)}}. \quad (13.40)$$

Техническое обслуживание и плановый ремонт устройств СЭС позволяет поддерживать их работоспособность более длительное время и обеспечивать надежность СЭС. Однако проведение плановых ремонтов может привести к отказам даже при резервировании элементов СЭС. Влияние плановых ремонтов на надежность СЭС можно проиллюстрировать следующим примером (рис. 13.22).

В случае выведения в плановый ремонт линии $Л1$ с выключателем $Q1$ на время $T_{пр1}$ в работе остается линия $Л2$. Если в течение времени $T_{пр2}$ произойдет отказ на линии $Л2$, то нагрузка S_H будет находиться в состоянии простоя. Для схем электроснабжения следует учитывать только вероятность наложения аварийного состояния одной цепи на плановый ремонт другой. Наложение плановых ремонтов на время аварийных простоев исключено.

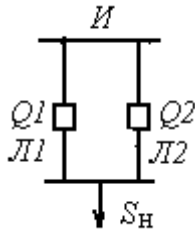


Рис. 13.22. Схема электроснабжения с взаимным резервированием двух линий: И – источник питания; Q1, Q2 – выключатели на линиях Л1 и Л2; S_H – мощность нагрузки

Длительность перерыва электроснабжения зависит от соотношений времен аварийного простоя T_B и планового ремонта $T_{пр}$ двух резервирующих друг друга элементов i и j . Если $T_{Bi} \geq T_{прj}$, то одновременный простой заканчивается с окончанием планового ремонта элемента j независимо от момента отказа элемента i в пределах времени $T_{прj}$. Если $T_{Bi} \leq T_{прj}$, то одновременный простой заканчивается после устранения отказа в цепи с элементом i .

Если цепь i содержит несколько ремонтируемых элементов, то общее число перерывов электроснабжения можно будет определить как

$$\mu = \sum_{i=1}^n \mu_i. \quad (13.41)$$

С целью сокращения времени простоя при плановых ремонтах ремонты всех элементов цепи совмещают.

Коэффициент технического использования системы $K_{ти}$ – отношение наработки за определенный период к сумме этой наработки и времени всех простоев, вызванных техническим обслуживанием и ремонтом за тот же период.

$$K_{ти} = \frac{\sum t_{БР}}{\sum t_{БР} + \sum t_B + \sum t_p}, \quad (13.42)$$

где $\sum t_{БР}$ – сумма интервалов времени безотказной работы; $\sum t_B$ – сумма интервалов времени на обнаружение отказов и восстановление работоспособ-

ности устройств; $\sum t_p$ – сумма интервалов времени на обслуживание и ремонт устройств.

Перерыв в электроснабжении наблюдается и при преднамеренных отключениях. При анализе надежности систем электроснабжения предприятий учитывается частота преднамеренных отключений, их продолжительность.

Отказы электротехнических устройств в СЭС приводят к перерыву в электроснабжении электроприемников, что ведет к сокращению выпуска и браку продукции, поломке оборудования и, в конечном счете, к экономическому ущербу предприятия. Оценка надежности СЭС производится по рассмотренным показателям и, кроме того, по количеству недополученной электроэнергии и экономическому ущербу. Поэтому все показатели, характеризующие надежность СЭС, относятся к технико-экономическим показателям.

На показатели надежности оказывают влияние схемы соединения элементов в СЭС. Они могут включаться между собой последовательно и параллельно, имеет место и смешанное соединение. Для оценки надежности СЭС определяют показатели надежности.

На рис. 13.23 показана схема электроснабжения, состоящая из нескольких последовательно соединенных элементов: масляного выключателя Q , кабельной линии $Л$, трансформатора T и автоматического выключателя QF .

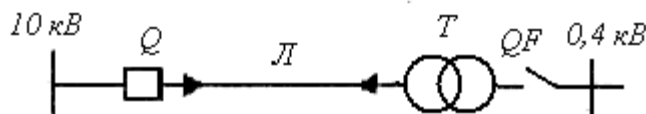


Рис. 13.23. Схема электроснабжения, состоящая из последовательно соединенных элементов: Q – выключатель; $Л$ – линия; T – трансформатор; QF – автоматический выключатель

Интенсивность отказа системы при последовательном соединении элементов равна сумме интенсивностей отказов слагающих ее элементов. При этом среднее время наработки до отказа уменьшается. Надежность системы, состоящей из последовательно соединенных элементов, снижается.

Система электроснабжения, состоящая из двух линий $Л1$ и $Л2$, соединенных параллельно приведена на рис. 13.24.

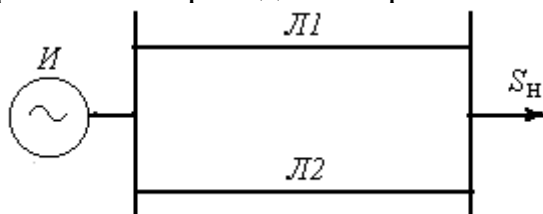


Рис. 13.24. Параллельное соединение элементов (линий $Л1$ и $Л2$);
И – источник;
 S_n – мощность нагрузки

Интенсивность отказов и коэффициент вынужденного простоя системы при параллельном соединении элементов уменьшаются, а вероятность безотказной работы повышается.

Параллельное соединение элементов системы с целью повышения надежности называют резервированием. Резервирование различают пассивное и активное. При пассивном резервировании отказавшие элементы автоматически отключаются, а оставшиеся в работе – обеспечивают нормальную работу электроприемников. При активном резервировании автоматически отключается элемент, допустивший отказ, и включается резервный.

На рис. 13.25 приведены простейшие схемы резервирования (*а* – пассивное, *б* – активное). Пассивное резервирование применяется в основном, в сетях энергосистем, при напряжении 35 кВ и выше. В сетях при напряжении 6-10 кВ и до 1 кВ из-за стремления снизить токи короткого замыкания применяют двухлучевые схемы с активным резервированием.

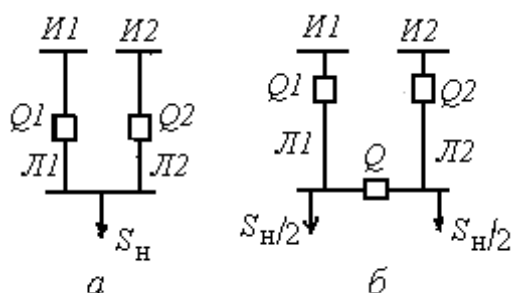


Рис. 13.25. Схемы резервирования: *а* – пассивного; *б* – активного; $И1, И2$ – источник питания; $Q1, Q2$ – линейный выключатель; Q – секционный выключатель; S_H – мощность нагрузки

Из-за возможных отказов секционного выключателя Q , находящегося при нормальной работе в отключенном состоянии, интенсивность отказов системы увеличивается, надежность несколько становится ниже. Применение таких схем тем не менее оправдывается более низкими капитальными затратами в связи с использованием коммутационных аппаратов и источников питания, рассчитанных на меньшие величины токов КЗ.

Надежность СЭС повышается благодаря применению устройств релейной защиты и автоматики, обеспечивающих и защиту элементов системы от токов КЗ и восстановление электроснабжения.

14. ЗАЗЕМЛЕНИЕ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

14.1. Повреждение изоляции в электроустановках. Назначение заземления

Надежная и безопасная работа электрооборудования в электроустановках зависит от состояния изоляции. В электроустановках присутствует твердая изоляция (бумага, слоистые диэлектрики, детали из пластмасс и др.), жидкая (трансформаторное и конденсаторное масла), газообразная (воздух, неон и др.). Все виды изоляции относятся к внешней и внутренней изоляции. К внешней

изоляции относятся изоляторы и воздушные промежутки, характеристики которых зависят от внешних, атмосферных условий. Внутренняя изоляция не подвергается атмосферному воздействию. К ней относится изоляция трансформаторов, электрических машин и аппаратов, электроизмерительных и контрольных приборов, кабелей и статических конденсаторов.

Изоляция из-за изменения температуры, связанной с изменением электрической и механической нагрузки подвергается старению. Под действием частичных электрических разрядов изоляция нагревается, разрушается, что может привести к ее тепловому пробое и как следствие к короткому замыканию в электроустановке.

При эксплуатации электроустановок на изоляцию воздействуют напряжения, значительно превышающие номинальные значения, называемые *перенапряжениями*. Перенапряжения бывают внешние или атмосферные и внутренние, возникающие внутри электроустановок.

Атмосферные перенапряжения возникают в результате грозových разрядов вблизи электроустановок или прямых ударов молнии в провода и опоры воздушных линий.

Внутренние перенапряжения являются следствием переходных электромагнитных процессов, вызванных резким изменением режима работы сетей. Они возникают при оперативных переключениях в электрических сетях, повреждениях в сетях, резком изменении нагрузки. Внутренние перенапряжения разделяются на коммутационные и резонансные.

Коммутационные перенапряжения зависят от быстродействия коммутационных аппаратов и значения индуктивности и емкости цепи. *Резонансные перенапряжения* возникают при определенном соотношении между индуктивностями и емкостями. Величина и длительность резонансных перенапряжений характеризуется интенсивностью преобразования электромагнитной энергии индуктивности в электростатическую энергию емкости. Обычно внутренние перенапряжения не превышают фазного значения напряжения в 2,5–3 раза.

Токи, вызванные перенапряжениями, с целью обеспечения надежности и безопасности в электроустановке, стремятся отвести в землю, для чего выполняется заземление.

Заземлением называют преднамеренное электрическое соединение металлических частей электроустановки, не находящихся под напряжением, с заземляющим устройством [29].

Заземляющее устройство – устройство для электрического соединения с землей заземляемого оборудования, предназначенное для использования земли в качестве проводника тока, а также для защиты от опасного действия электрического тока.

Заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы электроустановки, называется *рабочим заземлением*. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей генераторов, трансформаторов, дугогасительных реакторов. Без рабочего заземления электроустановка не может выполнять своих функций, нарушается режим ее работы.

Заземление, предназначенное для защиты оборудования от повреждения ударом молнии, называется *грозозащитным*.

Заземление, предназначенное для защиты обслуживающего персонала от опасных напряжений прикосновения, называется *защитным*. Для выполнения защитного заземления все металлические части электроустановок, нормально не находящиеся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением из-за повреждения изоляции должны быть надежно соединены с землей.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ заземлению подлежат: корпуса электрических машин и трансформаторов, коммутационных и защитных аппаратов и их приводов, вторичные обмотки вторичных трансформаторов. Заземляются также металлические конструкции распределительных устройств, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические корпуса кабельных муфт, оболочки и броня кабелей, кожухи и опорные металлические конструкции шинопроводов и электрооборудования, лотки, короба и другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

В электроустановках напряжением выше 1 кВ с изолированной и эффективно заземленной нейтралью выполнение заземления обязательно. В электроустановках 110 кВ и выше с эффективно заземленной нейтралью при повреждении изоляции возникает однофазное КЗ. Ток КЗ значителен, поэтому напряжение на заземлителе может оказаться очень большим ($U_3 = I_3 R_3$). Чтобы уменьшить напряжение прикосновения необходимо уменьшить сопротивление R_3 . При однофазном токе короткого замыкания 4 – 8 кА и сопротивлении заземлителя 0,5 Ом напряжение на заземлителе может составить 2 – 4 кВ. Чтобы избежать поражения электрическим током требуется очень быстрое отключение короткого замыкания.

14.2. Заземления электроприемников в сети 380/220 В

В электроустановках с напряжением до 1 кВ (380/220 В) применяется рабочее заземление, предназначенное для создания нормальных условий работы установки. К рабочему заземлению относится заземление нейтралей генераторов, трансформаторов, дугогасительных реакторов. Без рабочего заземления электроустановка не может выполнять своих функций, нарушается режим ее работы.

В электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью применяют защитное зануление. Защитным занулением называется преднамеренное электрическое соединение металлических нетоковедущих частей электроустановок напряжением до 1 кВ, которые могут оказаться под напряжением с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора через нулевой защитный проводник. Полная проводимость нулевого защитного проводника должна быть не менее 50% проводимости фазного проводника.

В электроустановках напряжением до 1 кВ заземлению подлежат: корпуса электрических машин и трансформаторов, коммутационных и защитных ап-

паратов, вторичные обмотки измерительных трансформаторов. Заземляются также металлические конструкции распределительных устройств, каркасы распределительных щитов, пультов, шкафов, металлические корпуса кабельных муфт, оболочки и броня кабелей, кожухи и опорные металлические конструкции электрооборудования, лотки, короба, металлические корпуса технологического оборудования и другие металлические конструкции, связанные с установкой электрооборудования.

В сельскохозяйственном производстве заземлению подлежит оборудование животноводческих помещений, приточно-вытяжные установки, насосных станций, оборудование зерноочистительных и сушильных комплексов, доильные агрегаты, станки и другое оборудование ремонтных мастерских и другое оборудование.

Схема защитного заземления элементов электроустановки напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью приведена на рис. 14.1, а, а схема защитного зануления в электроустановке с глухозаземленной нейтралью — на рис. 14.1, б.

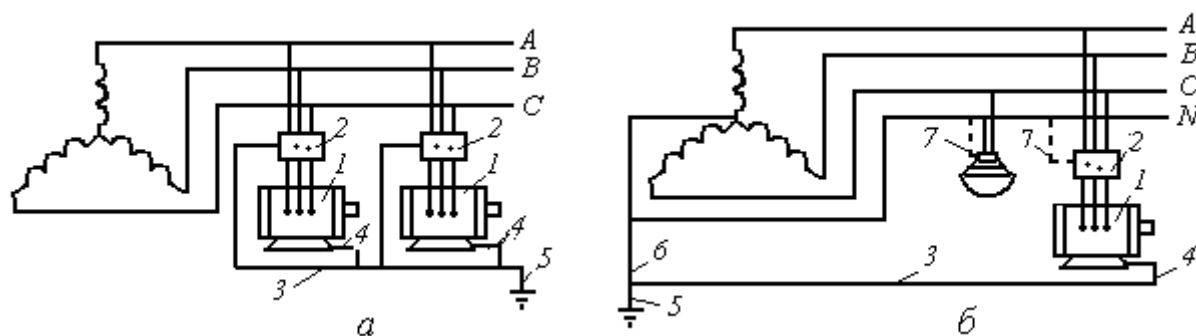


Рис. 14.1. Схема защитного заземления электроустановки до 1000 В:
 а – с изолированной нейтралью; б – с глухозаземленной нейтралью и занулением оборудования. 1 – электрооборудование; 2 – пусковое устройство; 3 – магистраль заземления; 4 – заземляющий проводник; 5 – заземлитель; 6 – заземление нейтрали; 7 – нулевой защитный проводник

Зануление применяется в сетях трехфазного тока, в сетях однофазного тока с глухозаземленным выводом источника, в сетях постоянного тока с глухозаземленной средней точкой источника.

Обычно для выполнения всех видов заземления используется одно заземляющее устройство.

В соответствии с ПУЭ [10], ГОСТом Р 50571.2 – 94 [30] классификация систем заземления электрических сетей в зданиях обозначается IT, TT, TN-C, TN-C-S, TN-S (рис. 14.2 – 14.6).

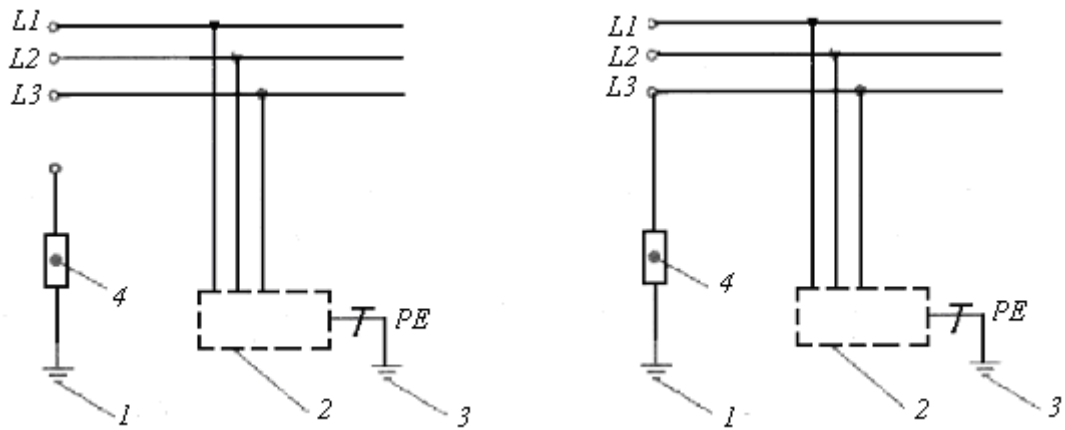


Рис. 14.2. Система заземления *IT*: *а* – все токоведущие части изолированы от земли, или одна точка заземлена через сопротивление; *б* – непосредственное присоединение одной точки токоведущих частей источника питания к земле; 1 – заземление источника питания; 2 – открытые проводящие части; 3 – заземление корпуса оборудования; 4 – сопротивление

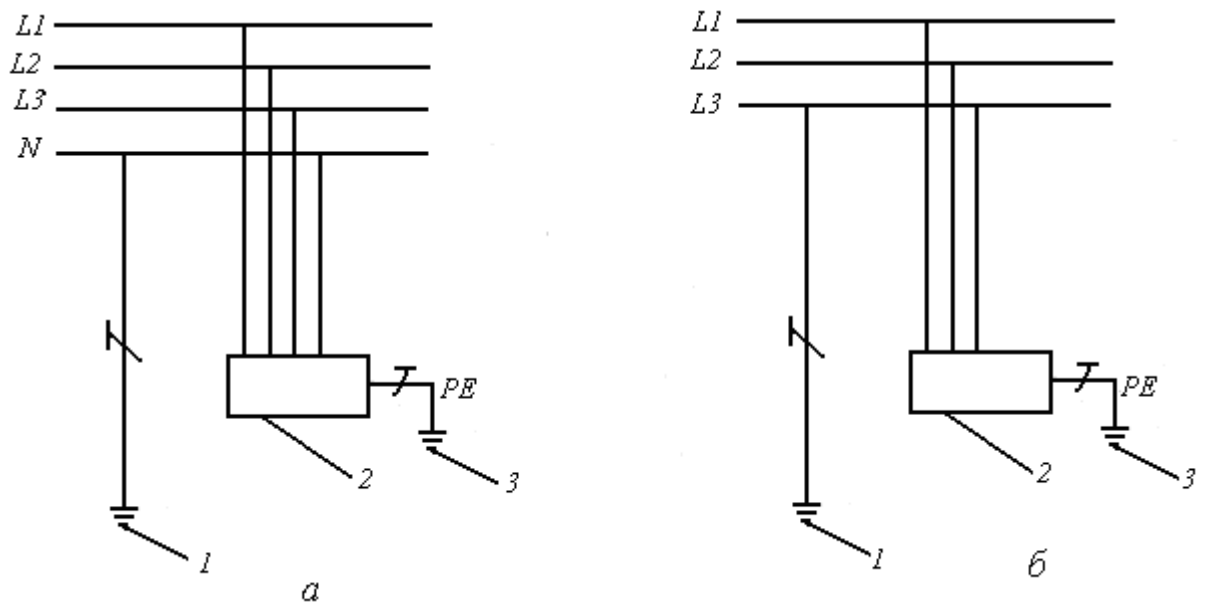


Рис. 14.3. Система заземления *TT*: *а* – сеть с нулевым проводом; *б* – сеть без нулевого провода с присоединением одной точки токоведущих частей источника питания к земле; 1 – заземление источника питания; 2 – открытые проводящие части; 3 – заземление корпуса оборудования; *PE* – нулевой защитный провод

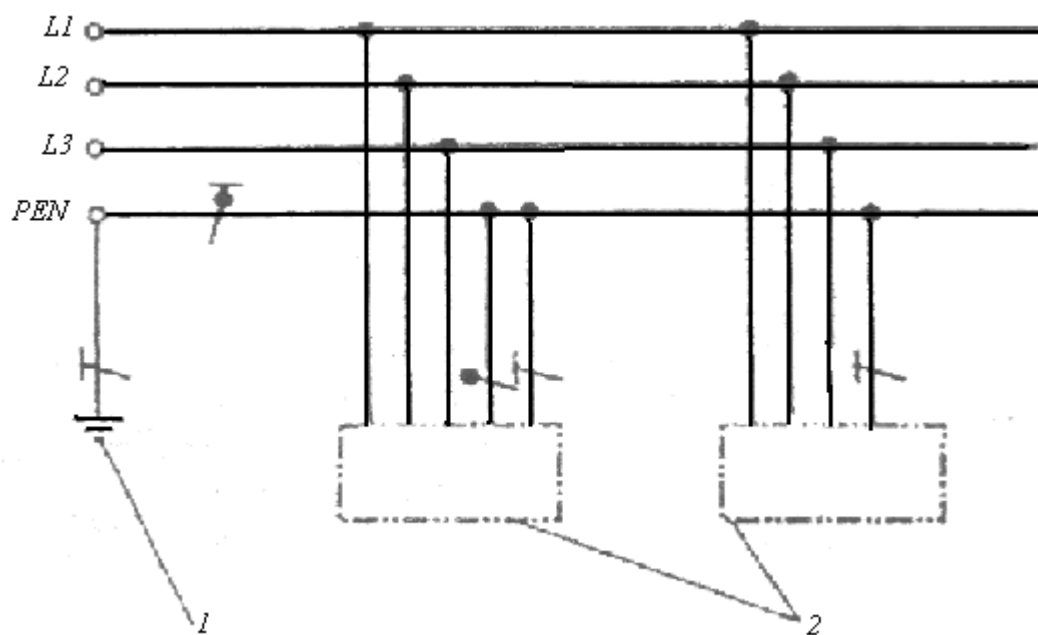


Рис. 14.4. Система заземления *TN-C* (нулевой рабочий *N* и нулевой защитный *PE* проводники объединены по всей сети): 1 – заземление источника питания; 2 – открытые проводящие части

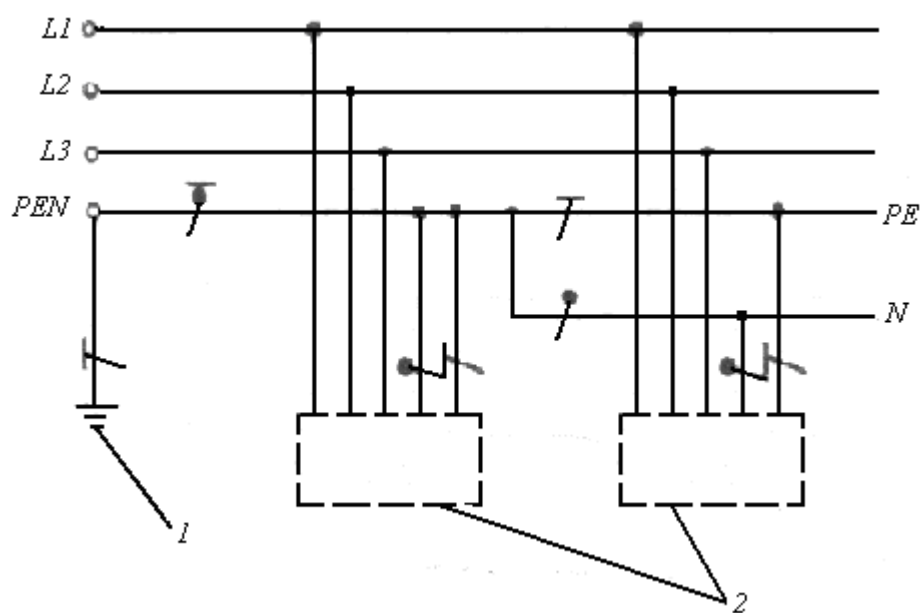


Рис. 14.5. Система заземления *TN-C-S* (нулевой рабочий *N* и нулевой защитный *PE* проводники объединены в части сети): 1 – заземление источника питания; 2 – открытые проводящие части

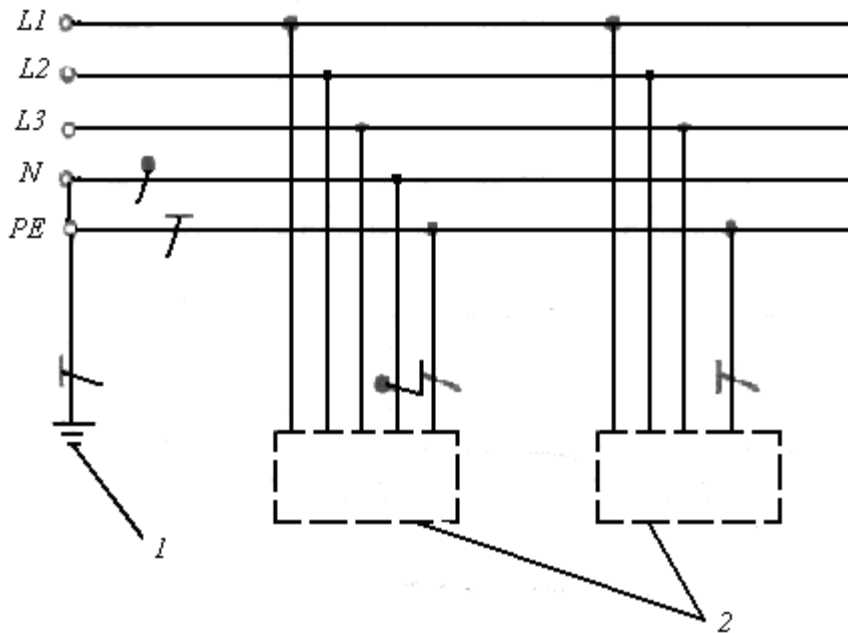


Рис. 14.6. Система заземления *TN-S* (нулевой рабочий *N* и нулевой защитный *PE* проводники работают раздельно): *I* – заземление источника питания; *2* – открытые проводящие части

Применительно к сетям переменного тока напряжением до 1кВ обозначения имеют следующий смысл.

Первая буква – характер заземления источника питания (режим нейтрали вторичной обмотки трансформатора):

I – все токоведущие части изолированы от земли, или одна точка заземлена через сопротивление;

T – непосредственное присоединение одной точки токоведущих частей источника питания к земле;

Вторая буква – характер заземления открытых проводящих частей (металлических корпусов) электроустановки: *T* – непосредственная связь открытых проводящих частей (ОПЧ) с землей (защитное заземление). Независимо от характера связи источника питания с землей: *N* – непосредственная связь ОПЧ с точкой заземления источника питания (в системах переменного тока обычно заземляется нейтраль).

Последующие буквы (если они имеются) – устройство нулевого рабочего и нулевого защитного проводников:

C – нулевой защитный (*PE*) и нулевой рабочий (*N*) проводники объединены в одном проводнике (*PEN* – проводник).

C-S – проводники *PE* и *N* объединены в части сети.

S – проводники *PE* и *N* работают раздельно по всей сети.

Проводники, используемые в различных типах сетей, должны иметь определенные обозначения и расцветку (см. табл. 14.1).

Обозначение и расцветка проводников

Наименование проводника		Обозначение		Расцветка
		буквенное	графическое	
Нулевой рабочий		N		Голубой
Нулевой защитный (защитный)		PE		Желто-зеленый
Совмещенный нулевой рабочий и нулевой защитный		PEN		Желто-зеленый с голубыми метками по концам, наносимыми при монтаже
Фазный	В трехфазной сети	L1, L2, L3 (A, B, C)		Все цвета, кроме вышеперечисленных
	В однофазной сети	L		

14.3. Заземляющие устройства

Заземляющее устройство состоит из заземлителя и заземляющего проводника. Для выполнения заземления используются естественные и искусственные заземлители.

В качестве естественных заземлителей применяют металлические и железобетонные конструкции зданий и сооружений, находящиеся в соприкосновении с землей; заземлители опор воздушных линий электропередачи, соединенные с заземляющим устройством грозозащитным тросом; рельсовые подъездные пути при наличии перемычек между рельсами, металлические трубы водопровода. Естественные заземлители должны быть связаны с магистралями заземлений не менее чем двумя проводниками в разных точках. Не допускается использовать в качестве естественных заземлителей трубопроводы горючих жидкостей и горючих или взрывчатых газов, алюминиевые оболочки кабелей, алюминиевые проводники, проложенные в кабельных каналах, туннелях, блоках.

В качестве искусственных заземлителей применяют вертикальные электроды в виде стержней из прутковой стали диаметром не менее 10 мм (неоцинкованная) и 6 мм (оцинкованная), полосовой стали толщиной не менее 4 мм и сечением не менее 48 мм², уголковой стали, швеллеров с толщиной стенок не менее 4 мм, стальных труб с толщиной стенок не менее 3,5 мм. Вертикальные электроды имеют длину 2,5–3,0 м и погружаются в землю с расположением верхнего конца ниже уровня земли на 0,5 – 0,7 м. Возможна длина стержневого электрода 5 м в зависимости от грунта, в котором устанавливаются заземлители. Для установки стержневых электродов подготавливается траншея (рис. 14.7).

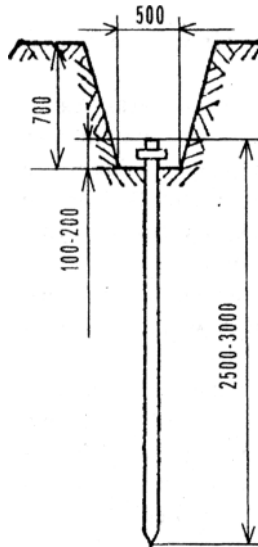


Рис. 14.7. Установка стержневого заземлителя в траншее

Заземляющие устройства делятся на выносные и контурные. При выносном заземлении (рис. 14.8) заземлители располагаются на некотором удалении от заземляемого оборудования.

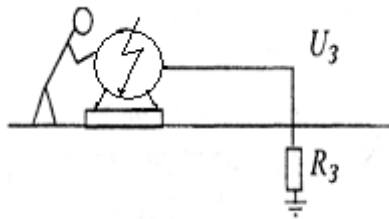


Рис. 14.8. Выносное заземление

Заземляемые корпуса оборудования находятся вне поля растекания — на земле. Человек, касаясь корпуса оборудования с поврежденной изоляцией, оказывается под полным напряжением относительно земли. Безопасность поражения человека током обеспечивается благодаря малому сопротивлению заземлителя R_3 .

При контурном заземлении (рис. 14.9) заземлители располагаются по контуру вокруг заземленного оборудования.

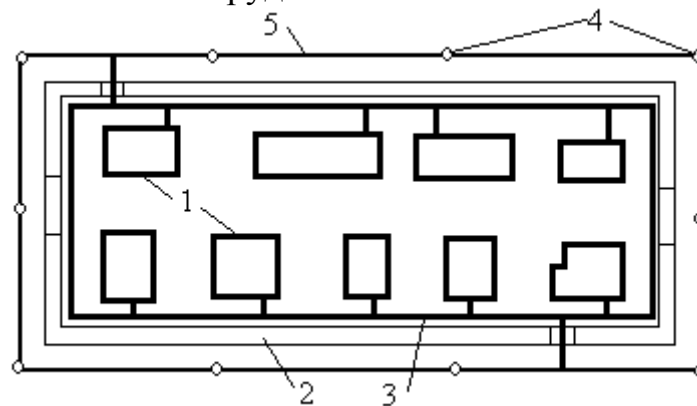


Рис. 14.9. Контурное заземление: 1 — заземляемое оборудование; 2 — стены помещения, где расположено оборудование; 3 — внутренний контур; 4 — вертикальные стержневые заземлители; 5 — горизонтальные заземлители

Обычно контурное заземление содержит внутренний и внешний контуры. Внутренний контур размещается по стенам помещения, где расположено заземляемое оборудование. Выполняется стальной полосой сечением не менее 48 кв. мм, обычно 40х4 кв. мм. Внешний контур состоит из вертикальных стержневых заземлителей (электродов) и горизонтальных заземлителей. Вертикальные заземлители соединяются между собой горизонтальными заземлителями сваркой. Для сварки у вертикальных заземлителей остается над уровнем дна траншеи 100-200 мм. Горизонтальные заземлители представляют собой прутки прямоугольного или круглого сечения. Траншеи для горизонтальных заземлителей должны заполняться однородным грунтом без примеси щебня и строительного мусора. Заземлители должны быть защищены от коррозии.

Внутренний и внешний заземляющие контура соединяются между собой не менее, чем в двух точках.

Заземляющие проводники служат для соединения заземляемых частей электроустановки с заземлителем.

Заземляющие устройства могут быть простыми и сложными. Простое заземляющее устройство выполняется в виде замкнутого контура или полосы с вертикальными заземлителями. Сложное заземляющее устройство выполняется в виде замкнутого контура с вертикальными заземлителями и сеткой продольных и поперечных горизонтальных заземлителей.

Сопротивления заземляющих устройств и напряжения прикосновения должны обеспечивать безопасность в электроустановках при наиболее неблагоприятных условиях. В электроустановках напряжением выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью заземляющее устройство должно иметь сопротивление не более 0,5 Ом. В электроустановках выше 1 кВ с изолированной нейтралью сопротивление заземляющего контура определяется выражением

$$R_z = 250 / I, \quad (14.1)$$

где I – расчетный ток замыкания на землю, А.

Сопротивление заземления должно быть не более 10 Ом.

Если заземляющее устройство одновременно используется и для электроустановок напряжением до 1 кВ, сопротивление заземления должно быть

$$R_z = 125 / I. \quad (14.2)$$

При этом должны выполняться требования, предъявляемые к заземлению в электроустановках до 1 кВ.

Сопротивление заземления в электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью (380/220 В) должно быть не более 4 Ом.

14.4. Расчет заземляющих устройств

В электроустановках с изолированной нейтралью расчет заземляющего устройства проводится в следующей последовательности:

1. Устанавливают допустимое сопротивление заземляющего устройства R_z в зависимости от напряжения электроустановки и режима нейтрали.

2. Определяют сопротивления естественных заземлителей R_e . Сопротивление естественных заземлителей определяют путем замера их в реальной установке. Если $R_e < R_z$, то искусственных заземлителей не требуется, магистраль заземления не менее чем в двух точках присоединяется к естественному заземлителю.

Если $R_e > R_z$, то необходимо применение искусственных заземлителей. Их сопротивление определяют по выражению

$$R_u = \frac{R_e R_z}{R_e - R_z}, \quad (14.3)$$

где R_u – сопротивление искусственных заземлителей; R_z – допустимое сопротивление заземляющего устройства; R_e – сопротивление естественного заземлителя.

3. Определяют расчетное удельное сопротивление грунта

$$\rho_{расч} = k_{сез} \rho, \quad (14.4)$$

где ρ – удельное сопротивление грунта при нормальной влажности; $k_{сез}$ – коэффициент сезонности, учитывающий промерзание и просыхание грунта. Для вертикальных электродов $3-5 \text{ м}$ $k_{сез} = 1,45 - 1,3$, для горизонтальных электродов $k_{сез} = 3,5 - 2,5$.

Удельное сопротивление грунтов приведено в табл. 14.2.

Таблица 14.2

Удельное сопротивление грунтов

Грунт	ρ , Ом · м	
	Возможные	Значения, рекомендуемые для предварительных расчетов
	пределы	
Торф	20	20
Чернозем	10 – 50	30
Садовая земля	40	40
Глина	8 – 70	40
Суглинок	40 – 150	100
Супесь	150 – 400	300
Песок	400 – 1000	700
Мергель, известняк	1000 – 2000	1500
Скалистый грунт	2000 – 4000	3000

4. Определяют сопротивление одного вертикального электрода (стержня) по формуле

$$r_{\epsilon} = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \left(\lg \frac{2l}{d} + \frac{1}{2} \lg \frac{4t+l}{4t-l} \right), \quad (14.5)$$

где $\rho_{расч}$ – расчетное удельное сопротивление грунта; l – длина стержня, м; d – диаметр стержня, м; t – глубина заложения, равная расстоянию от поверхности земли до середины заземлителя, м.

Если в качестве вертикального электрода применяется не круглый стержень, а уголок, то принимают $d = 0,95 b$, где b – ширина сторон уголка.

5. Определяют число вертикальных заземлителей

$$n_{\epsilon} = \frac{r_{\epsilon}}{R_u \eta_{\epsilon}}, \quad (14.6)$$

где η_{ϵ} – коэффициент использования вертикальных заземлителей, зависящий от расстояния между ними, их длины и количества.

Коэффициенты использования вертикальных заземлителей в зависимости от расположения заземлителей приведены в табл. 14.3 и 14.4.

Таблица 14.3

**Коэффициенты использования вертикальных электродов η_{ϵ}
при расположении их в ряд**

Число элек- тродов, шт	Отношение расстояния между заземлителями к их длине a/l		
	1	2	3
2	0,84	0,90	0,93
3	0,76	0,85	0,90
5	0,67	0,79	0,85
10	0,56	0,72	0,79
15	0,51	0,66	0,76
20	0,47	0,65	0,74

**Коэффициенты использования вертикальных заземлителей η_v ,
размещенных по контуру без учета влияния полосы связи**

Число электродов, шт	Отношение расстояния между заземлителями к их длине a/l		
	1	2	3
4	0,69	0,78	0,85
6	0,61	0,73	0,80
10	0,55	0,68	0,76
20	0,47	0,63	0,70
40	0,41	0,58	0,66
60	0,39	0,55	0,64

6. Определяют сопротивление горизонтальных заземлителей (полосы, соединяющей вертикальные заземлители по контуру)

$$r_z = \frac{0.366 \rho_{расч}}{l} \lg \frac{2l^2}{bt}, \quad (14.7)$$

где l – длина полосы, м; b – ширина полосы, м; t – глубина заложения, м.

С учетом коэффициента использования горизонтальных полос сопротивление горизонтальных заземлителей определится:

$$R_z = \frac{r_z}{\eta_z}, \quad (14.8)$$

где η_z – коэффициент использования горизонтальных заземлителей.

Коэффициенты использования горизонтальных заземлителей приведены в табл. 14.5.

Коэффициенты использования горизонтальных заземлителей η_{Γ}

Число электродов, шт	Отношение расстояния между заземлителями к их длине a/l		
	1	2	3
4	0,45	0,55	0,70
6	0,40	0,48	0,64
8	0,36	0,43	0,60
10	0,34	0,40	0,56
20	0,27	0,32	0,45
40	0,23	0,29	0,39
60	0,18	0,25	0,34

7. Определяют необходимое сопротивление вертикальных заземлителей с учетом использования соединительной полосы (горизонтального заземлителя).

$$R_{\text{в}} \leq \frac{R_{\Gamma} R_3}{R_{\Gamma} - R_3}. \quad (14.9)$$

8. Определяют уточненное количество вертикальных заземлителей

$$N_{\text{в}} = \frac{r_{\text{в}}}{R_{\text{в}} \eta_{\text{в}}}. \quad (14.10)$$

9. Уточняют конфигурацию заземляющего контура. Часто количество вертикальных заземлителей увеличивают, чтобы получить симметричный контур.

10. Проверяют величину сопротивления искусственных заземлителей

$$R_{\text{и}} = \frac{R_{\text{в}} R_{\Gamma}}{R_{\text{в}} + R_{\Gamma}}. \quad (14.11)$$

Если естественные заземлители не используются, то считается, что $R_{\text{и}} = R_3$.

В электроустановках до 1 кВ с глухо заземленной нейтралью применяется зануление – металлическая связь защищаемых частей электроустановки с нейтралью источника (генератора или трансформатора). Заземление нейтрали источника при напряжении 380/220 В является рабочим и не должно превышать 4 Ом. Это сопротивление обеспечивается путем использования естественных заземлителей и повторных заземлений нулевого провода воздушных линий. Заземлитель нейтрали источника должен располагаться вблизи источника.

Соединение нейтрали источника с заземлителем осуществляется проводником, проводимость которого должна быть не менее 50% проводимости рабочего нулевого провода.

В качестве защитных нулевых проводников используются изолированные и неизолированные проводники, нулевые жилы кабелей и проводов воздушных линий. На воздушных линиях зануление осуществляют проводом, проложенным на тех же опорах, что и фазные провода. Повторное заземление нулевого провода должно выполняться на концах воздушных линий длиной более 200 м, на ответвлениях от воздушных линий, на вводах к электроустановке от воздушной линии.

Сопротивление каждого повторного заземления не должно превышать 30 Ом, а сопротивление всех повторных заземлителей – не более 10 Ом. При выполнении повторных заземлителей, в первую очередь, используются естественные заземлители (подземные части опор, грозозащитные заземления).

При повреждении изоляции в электроустановке с глухозаземленной нейтралью возникает однофазное КЗ. Ток КЗ определяется по выражениям (10.32 или 10.33).

Важным при определении тока КЗ является определение сопротивлений фазных и нулевых проводников в соответствии со схемой сети.

Однофазное КЗ должно быть отключено защитным аппаратом (автоматическим выключателем или предохранителем). Кратность тока КЗ к току уставки автоматического выключателя (к номинальному току расцепителя) или номинальному току плавкой вставки ближайшего предохранителя должна быть не менее приведенных значений в табл. 14.6.

Таблица 14.6

Кратность тока КЗ в сетях зануления

Вид защитного аппарата	Кратность тока КЗ в помещениях	
	С нормальной средой	С взрывоопасной средой
Автоматические выключатели с тепловыми расцепителями	$3 I_{нр}$	$6 I_{нр}$
Автоматические выключатели с электромагнитным расцепителем	$1,4 I_{нр}$ при $I_{ном} \leq 100$ А $1,25 I_{нр}$ при $I_{ном} > 100$ А	$1,4 I_{нр}$ при $I_{ном} \leq 100$ А $1,25 I_{нр}$ при $I_{ном} > 100$ А
Предохранители	$3 I_{н. вст.}$	$4 I_{н. вст.}$

14.5. Атмосферные перенапряжения в электрических сетях и установках напряжением выше 1 кВ

Внешние перенапряжения, действующие на изоляцию электроустановок, возникают от грозовых разрядов. Наибольшую опасность представляют собой

прямые удары молнии в линию электропередачи или в оборудование подстанции. Для защиты линий электропередачи на напряжение выше 35 кВ применяются грозозащитные тросы, подлежащие заземлению. На линиях 35 кВ защита тросами не требуется, но все металлические и железобетонные опоры должны быть заземлены.

Перенапряжения от атмосферных явлений составляют от десятков киловольт при разрядах на значительном расстоянии от электроустановок до тысяч киловольт при прямом ударе молнии в провода или опоры воздушных линий. Ток молнии стремительно возрастает и составляет 30–40 кА. Максимальное значение тока молнии может достигать сотни килоампер, а время его действия – микросекунды.

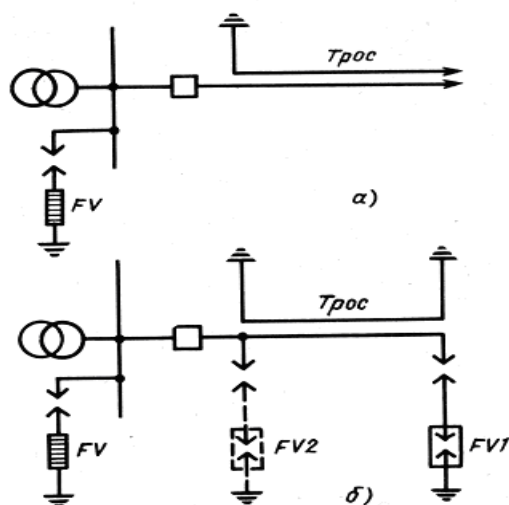


Рис. 14.10. Схема защиты подстанции 35 – 220 кВ: *а* – линия, находящаяся под тросом на всей длине; *б* – линия, не защищенная тросом на всей длине; *FV*, *FV1*, *FV2* – разрядник

При прямом ударе молнии возникают волны перенапряжения, амплитуды которых достигают миллионов вольт и пробивают практически любую изоляцию. Набегающая волна перенапряжений распространяется по ЛЭП и достигает оборудование подстанций. На оборудовании происходят вторичные разряды на заземленные конструкции. Внутри зданий возникает опасность для жизни людей и животных. Защита подстанций от волн атмосферных перенапряжений, набегающих с линий электропередачи, осуществляется защитой подходов воздушных линий грозозащитными тросами и вентильными разрядниками *FV* (рис. 14.10, *а*), подлежащими заземлению.

Это обеспечивает отвод большей части тока молнии в землю на подходе линии к подстанции. Линии, не защищенные грозозащитными тросами по всей длине, должны иметь защиту тросом от прямых ударов молнии на подходе к подстанции на длине 1–2 км (рис. 14.10, *б*). Повышение надежности грозозащиты подстанции достигается установкой молниеотводов, применением разрядников с увеличением их количества и уменьшением расстояния между ними и оборудованием подстанции.

Защита зданий и сооружений от прямых ударов молнии осуществляется с помощью молниеотводов (тросовых, стержневых, сетчатых, комбинированных). Тросовые молниеотводы используют для защиты вводов воздушных линий в электроустановки, а также для защиты длинных и узких сооружений. На трансформаторных подстанциях наиболее широко применяются стержневые молниеотводы. Сетчатые молниеотводы применяются при защите зданий и сооружений.

Молниеотвод представляет собой сооружение, возвышающееся над защищаемым объектом и предназначенное для отвода разряда молнии в землю. Молниеотвод (рис. 14.11) состоит из молниеприемника 1, опоры 2, токоотвода 3 и заземлителя 4.

Молниеприемник принимает прямой удар молнии и через токоотвод обеспечивает отвод тока в землю. В качестве стержневого молниеприемника применяют стальные штыри различного профиля, в качестве тросового молниеприемника – оцинкованный спиральный канат марки ТК сечением $48,26 \text{ мм}^2$. Токоотводы изготавливают из круглой стали и стального каната диаметром 5–6 мм. Может применяться стальная полоса сечением 24 и 48 мм^2 . На металлических или железобетонных опорах токоотводом может служить металлическая ферма или стальная арматура опоры. Деревянные опорные конструкции применяются в электроустановках сельскохозяйственного назначения. Заземлители молниезащиты выполняются аналогично заземлителям электроустановок.

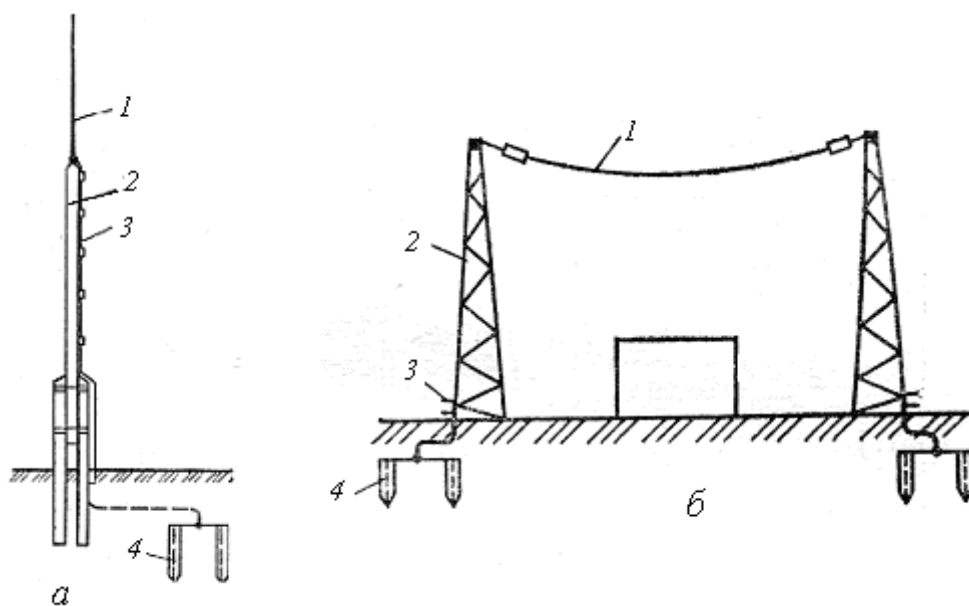


Рис. 14.11. Конструкция молниеотвода: а – стержневого; б – тросового;
1 – молниеприемник; 2 – опора; 3, 4 – заземлитель

Рассмотрим принцип работы стержневого молниеотвода. Над молниеотводом существует зона гарантированного поражения молниеотвода в виде конуса с вершиной в верхней точке молниеотвода «бокал» и радиусом основания $R = 3,5h$, где h – высота молниеотвода (рис. 14.12). Вокруг молниеотвода имеет-

ся зона «шатер», в которой поражения грозовыми разрядами не наблюдается. Эта зона называется зоной защиты молниеотвода.



Рис. 14.12. Зоны стержневого молниеотвода.
1 – молниеотвод

При расчете стержневых молниеотводов определяют высоту h_x до точки на границе защищаемой зоны и расстояние от стержня r_x , чтобы убедиться, что защищаемый объект оказывается в зоне защиты (рис.14.13).

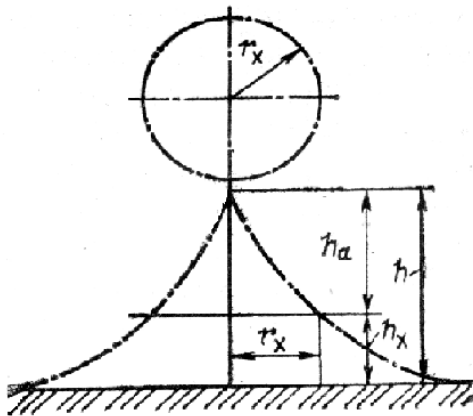


Рис. 14.13. К расчету параметров в зоне защиты

Для одиночных стержневых молниеотводов высотой h до 60 м расстояние от стержня до границы защищаемой зоны определяется выражением

$$r_x = \frac{1,6h_a K_p}{1 + \frac{h_x}{h}}, \quad (14.11)$$

где $h_a = h - h_x$ – активная высота молниеотвода; h – высота молниеотвода; h_x – высота точки на границе защищаемой зоны; K_p – коэффициент, учитывающий разные высоты молниеотвода. Как правило [8], $K_p = 5,5/\sqrt{h}$.

В электроустановках широко применяются двойные стержневые молниеотводы. Зона защиты двойного стержневого молниеотвода высотой не более 60 м приведены на рис. 14.14.

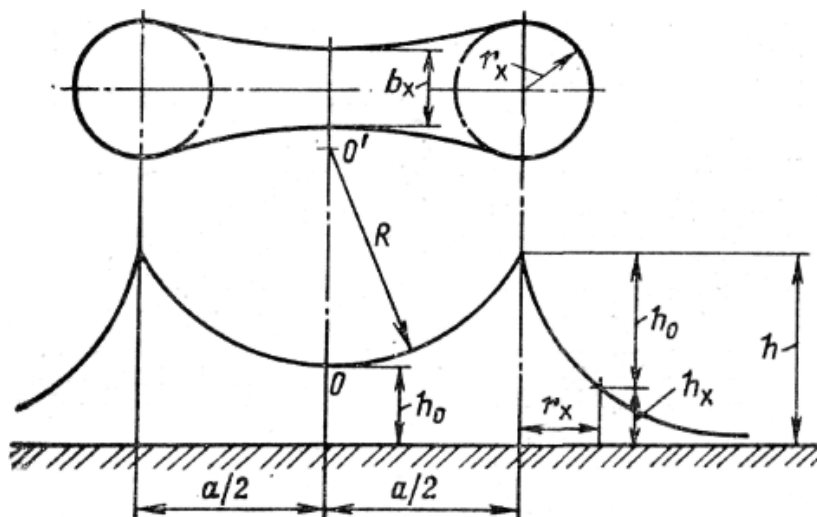


Рис. 14.14. Зона защиты двух стержневых молниеотводов высотой до 60 м

Граница внешней зоны с радиусом r_x для вертикального сечения каждого стержня определяется по (10.16), а граница зоны защиты между молниеотводами определяется окружностью радиусом R , проходящей через вершины молниеотводов и точку O в середине расстояния между молниеотводами на высоте

$$h_0 = h - \frac{a}{7K_p}, \quad (14.12)$$

где a – расстояние между молниеотводами.

Наименьшая ширина зоны защиты между двумя молниеотводами b_x определяется по кривым рис.14.15. Отношение a/h_a находится в пределах 0 – 7. Если это отношение более 7, то защита может не обеспечиваться. Для определения ширины защитной зоны находят отношение a/h_a и отношение h_x/h . На пересечении ординаты a/h_a и кривой соответствующей h_x/h определяют величину $b_x/2h_a$. Из найденной величины определяют b_x .

Зоны защиты трех и более молниеотводов определяют аналогично.

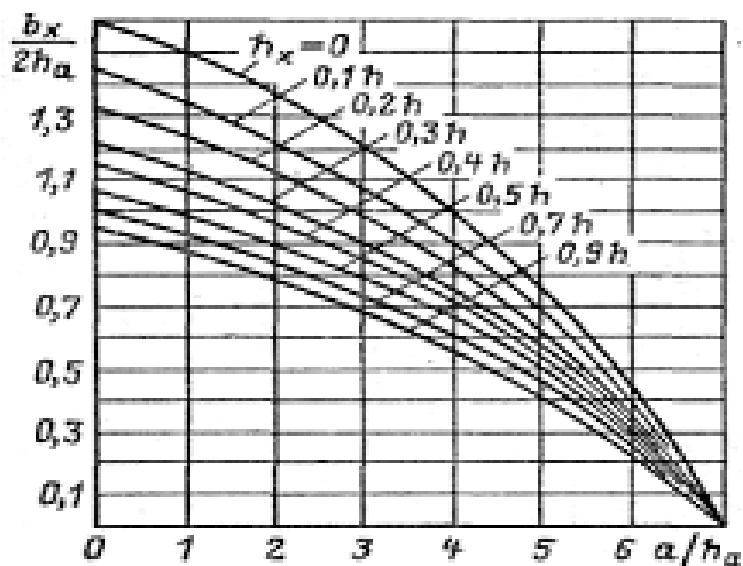


Рис. 14.15. Кривые для определения наименьшей ширины зоны защиты двух стержневых молниеотводов

КТП напряжением 6–10/0,4 кВ мощностью до 630 кВА от прямых ударов молнии не защищают.

Молниезащита зданий и сооружений осуществляется как тросовыми, так и стержневыми молниеотводами. Широко используются сетчатые молниеотводы, накладываемые на защищаемые объекты и соединенные с заземляющим устройством. Защитное действие сетчатых молниеотводов аналогично действию обычного молниеотвода.

При защите промышленных зданий и сооружений молниезащитными тросами тросы располагаются над защищаемым объектом вдоль его длинной стороны. Молниезащитный трос крепится на металлических заземляемых опорах, располагаемых по торцам объекта.

При защите зданий отдельно стоящими стержневыми молниеотводами они устанавливаются по торцам здания. Высота и расположение молниеотвода рассчитывается с тем, чтобы защищаемое здание оказалось в зоне защиты молниеотвода. Молниеприемники могут крепиться на крыше или стене здания (рис. 14.16). Токоотвод к заземляющему устройству крепится по стене здания.

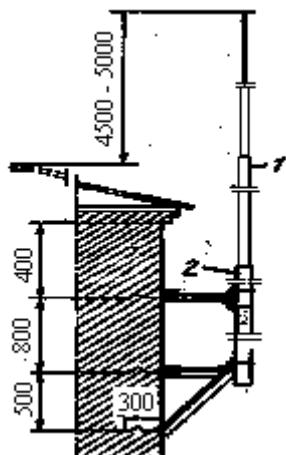


Рис. 14.16. Крепление молниеприемника на стене здания.

- 1 – стержневой молниеприемник;
- 2 – крепление молниеприемника

Молниезащита, в первую очередь, устанавливается на самых высоких сооружениях, например, на дымовых трубах котельных, вытяжных трубах дымоходов.

Сетчатые молниеотводы выполняются в виде сеток, размещаемых на крыше под слоем гидроизоляции. Площадь молниеприемной сетки должна соответствовать площади крыши здания, что обеспечивает молниезащиту практически в любой точке поверхности здания.

Во время грозы на проводах и электрооборудовании подстанции возникают наведенные перенапряжения вследствие электростатической и электромагнитной индукции. Они возникают значительно чаще, прямые удары молнии. Эти перенапряжения достигают десятков и сотен киловольт. Изоляция электрооборудования не может выдержать такого напряжения, поэтому для защиты электрооборудования устанавливают грозозащитные аппараты.

Простейшим грозозащитным аппаратом является искровой промежуток (рис.14.17). Он выполняется из 1–3 стержней из круглой стали диаметром 10–12 мм, изогнутых в виде рогов. Один вывод аппарата присоединен к проводу воздушной линии, другой – к заземленной стальной траверсе или заземляющему спуску, если опора деревянная. С землей искровые промежутки соединяются либо непосредственно, либо через добавочное рабочее сопротивление R .

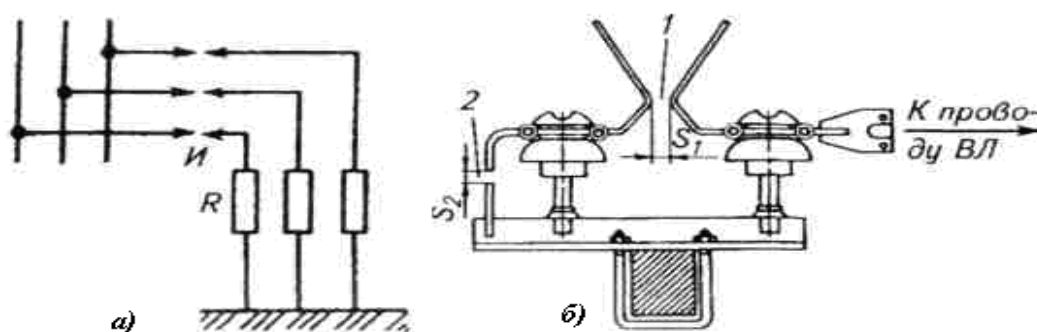


Рис. 14.17. Искровой промежуток: *а* – принципиальная схема включения; *б* – конструктивная схема; I , S_1 , S_2 – искровой промежуток; R – добавочное сопротивление

При возникновении импульса напряжения происходит пробой воздушного промежутка S_1 , появляется ток в воздушном промежутке, который вызывает электрическую дугу между рогами искрового промежутка. Эта дуга под воздействием электродинамических сил и тепловых потоков воздуха движется вверх, растягивается и гаснет. Второй промежуток S_2 служит для предотвращения короткого замыкания, например, при замыкании промежутка S_1 птицами.

Искровые промежутки могут применяться в сельских электрических сетях напряжением 6 – 35 кВ при малых токах КЗ, которые они могут погасить. Разрядные расстояния искровых промежутков приведены в табл. 14.7.

Разрядные расстояния искровых промежутков

Номинальное напряжение сети, кВ	Разрядное расстояние		
	S_1		S_2
	В установках, где имеются другие грозозащитные аппараты	В установках, где другие грозозащит- ные аппараты отсутствуют	Во всех случаях
6	40	20	10
10	60	30	15
20	140	80	20
35	250	140	30

В электроустановках широко применяются трубчатые и вентильные разрядники, ограничители перенапряжений, в первую очередь, на трансформаторных подстанциях.

Все грозозащитные устройства и оборудование на ТП должны быть заземлены. Для заземления оборудования ТП 6–35/0,4 кВ прокладывают горизонтальный замкнутый контур, к которому присоединяют заземляемое оборудование. Сопротивление этого контура должно быть не более 10 Ом. Кроме того, в непосредственной близости от нейтрали трансформатора устанавливают искусственный вертикальный заземлитель, сопротивление которого должно быть не более 30 Ом.

Общее сопротивление заземляющего устройства трансформаторной подстанции, имеющей одновременно напряжение выше 1 кВ и до 1 кВ, определяют из следующих условий:

$$R_3 \leq 125/I_3, \quad (14.13)$$

$$R_3 \leq 4\rho k_{\text{сез}}/100, \quad (14.14)$$

где I_3 – ток замыкания на землю в сети выше 1 кВ с изолированной нейтралью; ρ – удельное сопротивление грунта, в котором выполняется заземление; $k_{\text{сез}}$ – коэффициент сезонности, учитывающий сезонное изменение сопротивления грунта.

При выполнении заземления на ТП наряду с искусственными заземлителями используются и естественные заземлители (арматура железобетонных конструкций, металлические конструкции).

Сопротивление заземляющего устройства, к которому присоединяется нейтраль трансформатора, должно быть

$$R_{3.н.т} \leq 4 \text{ Ом}. \quad (14.15)$$

14.6. Грозозащитные и повторные заземления в воздушных линиях напряжением 380/220 В

Грозозащитные заземления на ВЛ 380/220 В размещаются в соответствии с п. 2.4.26 ПУЭ [10]. В населенной местности с одно- и двухэтажной застройкой с высокими трубами и деревьями ВЛ должны иметь заземляющие устройства, предназначенные для защиты от грозových перенапряжений. Сопротивление каждого из этих заземляющих устройств должно быть не более 30 Ом, а расстояние между ними не более 200 м, если число грозových часов в году не превышает 40 часов. Если число грозových часов в году больше 40, то расстояние между заземляющими устройствами должно быть не более 100 м. Заземляющие устройства должны быть установлены на опорах с ответвлениями к вводам в здания, предназначенных для скопления людей (образовательные, лечебные и зрительные учреждения) или представляющие большую хозяйственную ценность (склады, животноводческие помещения, мастерские).

В сети 380/220 В к заземляющим устройствам присоединяются крюки и штыри на деревянных опорах и арматура железобетонных опор.

В сетях с глухозаземленной нейтралью для заземляющих устройств от атмосферных перенапряжений стремятся по возможности использовать заземляющие устройства повторных заземлений нулевого провода.

В сети 380/220 В необходимо обеспечить повторные заземления нулевого провода. Общее сопротивление растеканию тока всех повторных заземлений нулевого провода каждой ВЛ должно быть не более 10 Ом. При этом сопротивление растеканию тока заземлителя каждого из повторных заземлений должно быть не более 30 Ом.

14.7. Защита от статического электричества и электромагнитного излучения

Статическое электричество возникает в виде зарядов при трении одних движущихся тел по поверхности других. Примером может служить протекание жидкостей по трубам, движение приводных ремней в агрегатах, перемещение человека по ворсистому ковру или линолеуму. При этом возможно появление потенциалов, создаваемых зарядами статического электричества. Величины потенциалов в зависимости от условий возникновения зарядов приведены в табл. 14.8.

**Величины потенциалов, создаваемых зарядами
статического электричества при электризации**

Условия возникновения зарядов	Величина потенциала, до кВ
Протекание химически чистого бензола по стеклянным трубам	0,8
То же по стальным трубам	3,6
Обработка каучука на вальцах	15
Движение резиновой ленты транспортера с сыпучими веществами	45
Движение кожаного ремня в электроприводах при скорости 15 м/с	
	80

Известно, что длительное хождение человека, одетого в синтетическую одежду, по полу, покрытому сухим линолеумом, может создать потенциал в 4–8 кВ. Это создает большие неудобства в быту, а в условиях промышленных предприятий с пожароопасными и взрывоопасными помещениями может быть источником искр и вызвать возникновение пожаров и взрывов.

Если на оборудовании промышленных и сельскохозяйственных предприятий сопротивление току утечки не превышает 1 МОм, то оборудование считается электростатически заземленным и дополнительной защиты от статических зарядов не требуется.

Если появление зарядов статического электричества неизбежно или возможно, то требуется их отвод в землю. В пожаро- и взрывоопасных помещениях недопустимо применение оборудования создающего электростатические заряды. Электрическое и технологическое оборудование, емкости и трубопроводы подлежат заземлению с сопротивлением заземлителей не более 100 Ом.

Для предотвращения появления зарядов применяются электропроводящие пленки и смазки, включающие графит, сажу. Применяют увлажнение воздуха или отдельных поверхностей (пола, стен).

В электроустановках высокочастотного нагрева необходима защита людей от электромагнитного излучения. Эта защита должна устранять и радиопомехи. В качестве основной меры защиты является применение экранирования с помощью алюминиевых или медных экранов. Экранированию подлежат все устройства высокой частоты.

Заземляющие проводники в высокочастотных установках выполняются медными, так как при токах высокой частоты сопротивление стальных проводников резко возрастает.

15. ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ

15.1. Учет потребления и расхода электроэнергии

Экономное использование электроэнергии имеет большое значение для объектов сельскохозяйственного назначения, что необходимо учитывать как при проектировании, так и при эксплуатации электрооборудования и сельских электрических сетей. С целью экономного использования электроэнергии на ОСН целесообразно организовать нормирование расхода электроэнергии, что является основой для выявления внутренних резервов экономии, улучшением показателей работы энергетического и технологического оборудования. С учетом нормирования рассчитываются прогнозируемые параметры электропотребления.

Потребление электрической энергии на ОСН связано с использованием ее в производственных и непроизводственных целях. В производственных целях электрическая энергия расходуется на технологические нужды, на вспомогательные нужды, сопровождающие технологический процесс. Непроизводственные нужды включают в себя электрическое освещение непроизводственных помещений, вентиляцию, отопление. При потреблении электроэнергии наблюдаются ее потери в элементах системы электроснабжения.

Экономное потребление электроэнергии на строительных площадках и предприятиях строительного назначения заключается в обеспечении рациональных режимов работы электрооборудования и электрических сетей, соблюдении графиков электропотребления, автоматизации режимов электроснабжения и потребления электроэнергии, организации контроля параметров электроснабжения и учета электроэнергии.

Управление режимами электропотребления на строительных площадках и предприятиях строительного производства – это целенаправленное влияние на технологический процесс, которое дает ощутимую экономическую выгоду в процессе производства, при использовании электроэнергии, в том числе и в быту.

На предприятии назначается лицо, ответственное за организацию режимов электропотребления.

Вопросам рационального, экономного расходования электроэнергии на предприятиях придается большое значение. При решении этих вопросов важным условием является организация достоверной и качественной системы учета электроэнергии. Учет потребления и расхода электроэнергии осуществляется в целях:

- расчета за электроэнергию с энергоснабжающей организацией и с потребителями, получающими электроэнергию через подстанцию предприятия района или предприятия сельского хозяйства;
- определения количества реактивной мощности, полученной от энергоснабжающей организации, если по этим показателям осуществляется контроль за режимом электропотребления;

– определения количества электроэнергии израсходованной по отдельным направлениям строительного производства (электротехнология, мастерские);

- составления электробаланса по предприятию строительного назначения.

Учет произведенной и отпущенной потребителю электроэнергии с целью расчета за нее называют *расчетным (коммерческим) учетом*.

Учет электроэнергии, затраченной на выпуск продукции, по производствам, агрегатам называют *техническим учетом*.

Технический учет позволяет осуществлять контроль за соблюдением потребителем режима электропотребления, определять удельный расход электроэнергии на производственные операции, на выпуск отдельных видов продукции. На основе технического учета производится сравнение и оценка удельных расходов электроэнергии по производствам одинаковых отраслей, по видам однотипной продукции в разных хозяйствах.

Учет электроэнергии осуществляется с помощью счетчиков электрической энергии. Счетчики для расчетного учета называют расчетными, для технического учета – техническими.

Счетчики расчетного учета, как правило, устанавливают на границе раздела балансовой принадлежности сети электроснабжающей организации и потребителя. Если счетчики установлены не на границе балансовой принадлежности сети поставщика и потребителя электроэнергии, то потери электроэнергии на участке сети от границы раздела до места установки счетчиков относят к предприятию, которому принадлежит этот участок сети.

Расчетные счетчики находятся на балансе электроснабжающей организации, счетчики технического учета и измерительные трансформаторы находятся в ведении самих потребителей. Трансформаторы напряжения могут быть однофазными и трехфазными, в том числе и пятистержневые, применяемые для контроля изоляции. Счетчики должны иметь пломбы с клеймом госповерки. Класс точности счетчиков должен быть 1,0–2,0. Класс точности счетчиков технического учета реактивной мощности может быть на единицу меньше класса точности учета активной энергии. Класс точности измерительных трансформаторов тока и напряжения для присоединения расчетных счетчиков должен быть не более 0,5. Трансформаторы напряжения могут иметь класс точности 1,0, если счетчик, используемый с трансформатором напряжения, имеет класс точности 2,0.

Количество активной энергии, измеряемой счетчиком, и потребляемой для преобразования в другие ее виды или количество реактивной энергии, циркулирующей между электроприемником и сетью, определяется выражениями:

$$W = \int_0^T P_{(t)} dt = \int_0^T U_{(t)} I_{(t)} \cos \varphi_{(t)}, \quad (15.1)$$

$$V = \int_0^T Q_{(t)} dt = \int_0^T U_{(t)} I_{(t)} \sin \varphi_{(t)}, \quad (15.2)$$

где W – активная электрическая энергия; V – «реактивная энергия»; $P_{(t)}, Q_{(t)}$ – активная и реактивная мощность; $U_{(t)}$ – напряжение на шинах в месте

измерения; $I(t)$ – ток в контролируемой цепи; $\varphi(t)$ – фаза тока по отношению к напряжению; T – время измерения электрической энергии.

Поставщик электроэнергии должен обеспечивать на границе раздела балансовой принадлежности сети показатели качества электроэнергии в соответствии с ГОСТ 13109 – 97.

Современное использование электрической энергии, в том числе в сельском хозяйстве, требует применения автоматизированных систем учета электропотребления, которые, кроме того, осуществляют автоматическое регулирование потребления электрической энергии.

Автоматизация расчетного (коммерческого) учета. В системе автоматического учета электроэнергии используются электронные счетчики электроэнергии; устройство обработки информации, которое размещается на подстанции или диспетчерском пункте поставщика электроэнергии, линии связи между потребителем и энергоснабжающей организацией.

Автоматизированный учет выполняется на трех ступенях.

15.2. Электробаланс на предприятиях

С целью выявления количества потребленной электроэнергии и ее расхода на предприятии составляется электробаланс. Электробаланс предприятия – это документ, состоящий из разделов, отражающих приход и расход активной и реактивной электроэнергии. В приход включается электроэнергия, произведенная на предприятии, а также полученная от других предприятий и из сетей энергосистемы. Электробаланс составляется по предприятию в целом, производствам, по отдельным энергоемким агрегатам.

Расходную часть электробаланса разделяют на следующие статьи расхода:

1. Прямые затраты электроэнергии на основной технологический процесс. В этой статье выделяется полезный расход электроэнергии на выпуск продукции без учета потерь в технологическом оборудовании.

2. Косвенные затраты электроэнергии на основной технологический процесс. Учитывается расход электроэнергии вследствие несовершенства технологического процесса или нарушения технических норм.

3. Затраты электроэнергии на вспомогательные нужды (вентиляция, отопление, освещение, цеховой транспорт и т. п.).

4. Потери электроэнергии в элементах системы электроснабжения (электрические линии, трансформаторы, электродвигатели, компенсирующие устройства).

5. Отпуск электроэнергии сторонним потребителям (столовые, магазины, предприятия, субподрядные монтажные организации).

При оформлении документа могут быть заполнены не все статьи расхода. Может не быть косвенных затрат, могут отсутствовать сторонние потребители.

Приход и расход электроэнергии учитывается по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии.

Удельный расход электроэнергии на единицу продукции, определенный по данным электробаланса, сопоставляется с соответствующими показателями других предприятий, с расчетными величинами.

На основании данных электробаланса определяются:

- расход электроэнергии по всем статьям расхода, имеющим место на предприятии с выделением расхода на основную продукцию предприятия;
- действительные удельные расходы электроэнергии на единицу продукции и сравниваются с утвержденными удельными нормами;
- возможности сокращения потребления электроэнергии на производственные и непроизводственные нужды и мероприятия по их сокращению.

Электробаланс предприятия в целом составляется путем суммирования балансов по цехам с учетом потребителей, не учтенных в электробалансах по цехам и отпуска электроэнергии сторонним потребителям. Здесь же учитываются потери электроэнергии в распределительной сети и трансформаторах.

15.3. Мероприятия по экономии электроэнергии

В сельских электрических сетях и электрооборудовании, применяемом в сельскохозяйственном производстве, имеют место неизбежные и неоправданные потери электроэнергии. Потери электроэнергии при передаче ее от источников питания до электроприемников составляют 10–15%. Они пропорциональны квадрату тока и сопротивлению участка сети или элемента электротехнического оборудования, в котором происходит преобразование электрической энергии в другие виды.

$$\Delta W = 3 I_{cp}^2 R T_p, \quad (15.3)$$

где 3 – количество фаз в трехфазной сети; I_{cp} – среднее значение тока максимально загруженной фазы; R – сопротивление фазы элемента сети или электрооборудования, T_p – число рабочих часов за учтенный период.

Потери электроэнергии при неравномерном графике могут увеличиться на 10–30%.

В системах электроснабжения появляются дополнительные потери мощности и электроэнергии при наличии несинусоидальных токов и токов высокой частоты.

На предприятиях разрабатываются мероприятия по рациональному и экономному использованию электроэнергии. Оптимальным режимом электропотребления является такой режим, при котором обеспечивается выполнение производственной программы с наименьшим потреблением электроэнергии и минимальными потерями ее в элементах системы электроснабжения.

Экономия электроэнергии в линиях электропередачи. Потери электроэнергии в линиях электропередачи зависят от величины тока и сопротивления линии. В связи с тем, что сопротивление линии фактически остается неизменным, необходимо уменьшать ток в линии. Это можно обеспечить путем включения в работу параллельных резервных линий. При проектировании линий на-

пряжением выше 1 кВ следует выбирать вариант, в котором отсутствуют реакторы или вариант с минимальными потерями в реакторах.

Экономия электроэнергии в сетях напряжением до 1 кВ. Если в сетях напряжением выше 1 кВ сопротивление линии постоянно, то при напряжении до 1 кВ сопротивление зависит от конфигурации сети. Необходимо проводить анализ мест присоединения приемников к сети, определять потери от источника до электроприемника и выбирать вариант с минимальными потерями. В сетях с несимметричной нагрузкой необходимо выравнивание нагрузки по фазам, Это целесообразно при загрузке трансформаторов более 30% номинальной мощности.

Экономия электроэнергии в трансформаторах. В сельских ЭС трансформаторы устанавливаются на потребительских подстанциях. Потери мощности и электроэнергии в трансформаторах стремятся сократить до минимума путем правильного выбора мощности и количества трансформаторов на подстанции. Стремятся сократить холостые хода и незначительную нагрузку трансформаторов (до 30%).

Экономия электроэнергии за счет применения повышенных напряжений. При передаче одной и той же мощности при разных напряжениях ток в сети будет меньше при более высоком напряжении. С этой точки зрения потери мощности и электроэнергии в сети будут меньше при более высоком напряжении. Поэтому большинство сетей с напряжения 6 кВ переведены на напряжение 10 кВ. Для вновь строящихся предприятий напряжение 6 кВ не применяется. Однако полный перевод на напряжение 10 кВ оказался невозможным, так как потребовалось бы заменить дорогостоящие электроприемники на напряжение 6 кВ.

Компенсация реактивной мощности как средство снижения потерь электроэнергии. Компенсация реактивной мощности у потребителей позволяет снизить ток в сети

$$I = \frac{\sqrt{P^2 + (Q_n - Q_k)^2}}{\sqrt{3} U}, \quad (15.4)$$

где Q_n – реактивная мощность нагрузки до компенсации; Q_k – реактивная мощность компенсирующих устройств; U – напряжение сети.

Снижение тока приводит к уменьшению потерь мощность и электроэнергии в сети.

Возможно снижение реактивной мощности, потребляемой из сети путем проведения мероприятий без затрат на приобретение компенсирующих устройств. К ним относятся:

- повышение загрузки технологических агрегатов с повышением загрузки электродвигателей, замена малозагруженных электродвигателей двигателями меньшей мощности;
- применение ограничителей холостого хода асинхронных электродвигателей, сварочных трансформаторов.

Любое предприятие заинтересовано в организации экономичных режимов электропотребления, которые позволяют обеспечить экономию электроэнергии.

Снижение потерь электроэнергии в действующих системах электроснабжения может быть достигнуто путем управления режимами электропотребления, регулирования графиков электрической нагрузки и напряжения на предприятии.

Предприятиями сельскохозяйственного назначения разрабатываются мероприятия, которые можно разделить на две группы – не требующие дополнительных капиталовложений и осуществление которых требует дополнительных капитальных затрат.

15.4. Оплата электроэнергии на строительных площадках и предприятиях строительного производства

За потребленную от энергосистемы электроэнергию ее оплата производится предприятием по одноставочному или двухставочному тарифу. Под тарифами на электроэнергию понимается система отпускных цен, дифференцированных для различных групп потребителей.

По одноставочному тарифу электроэнергию оплачивают предприятия с присоединенной мощностью до 750 кВА. По двухставочному тарифу – предприятия с присоединенной мощностью 750 кВА и выше.

Двухставочный тариф состоит из двух ставок – основной и дополнительной. Основная ставка представляет собой годовую плату за 1 кВт заявленной потребителем максимальной мощности, участвующей в максимуме нагрузки энергосистемы, дополнительная ставка – плату за 1 кВт·ч отпущенной потребителю активной электроэнергии, учтенной счетчиком.

Под заявленной максимальной мощностью понимается наибольшая получасовая электрическая мощность, которую абонирует потребитель в период максимальной нагрузки энергосистемы, включая мощность субабонентов двухставочного тарифа. Заявленная потребителем мощность, участвующая в максимуме нагрузки энергосистемы, показывается в договоре на поставку электроэнергии поквартально и систематически подвергается контролю. Контроль осуществляется по фактическому средневзвешенному получасовому максимуму нагрузки потребителя по приборам учета электроэнергии. Время контроля устанавливает энергоснабжающая организация, что фиксируется в договоре.

Если фактическая мощность превышает заявленную, то в конце квартала производится перерасчет оплаты по фактической максимальной мощности. Оплата дополнительной мощности не дает права на повышение заявленной мощности в дальнейшем. Если фактическая мощность окажется ниже заявленной, то оплату производят в соответствии с заявленной мощностью, оговоренной в договоре.

По двухставочному тарифу оплачивается электроэнергия, расходуемая на производственные нужды, в том числе на освещение, отопление, вентиляцию производственных и непроизводственных помещений, но связанных с производством.

Промышленные и приравненные к ним предприятия строительного производства электроэнергию, потребляемую на непроизводственные нужды, оплачивают по одноставочному тарифу. По одноставочному тарифу оплачивается электроэнергия для нужд сельского населения.

При расчете за электроэнергию учитываются качество и надежность электроснабжения. Снижение качества и надежности электроснабжения приводит к экономическим убыткам сельскохозяйственным предприятиям и населению.

Убытки, причиняемые строительным предприятиям внезапными перерывами в подаче электроэнергии, определяются рядом факторов (временем и длительностью отключения, климатическими условиями) и зависят от технологии производства.

Убытки от перерывов в электроснабжении в животноводстве включает убыток от снижения продуктивности животных, от их заболеваний, гибели и преждевременной выбраковки. Перерыв в электроснабжении в растениеводстве приводит к снижению урожайности и гибели растений закрытого грунта, порче сырья и готовой продукции, снижению качества продукции.

Величина фактического убытка от перерыва в электроснабжении может быть определена

$$U = U_{\pi} + U_c - U_3, \quad (15.5)$$

где U_{π} – убыток, обусловленный недовыпуском продукции, недовыполнением объема строительно-монтажных работ, руб.; U_c – убыток, связанный с порчей и невозвратной потерей сырья, полуфабрикатов, готовой продукции и выхода продукции пониженного качества (некачественный прогрев бетона), руб.; U_3 – снижение убытка на величину стоимости недополученной электроэнергии за время перерыва электроэнергии, руб.

Снижение качества электроэнергии также влияет на экономические показатели строительства. Это, прежде всего, относится к отклонению напряжения. Значительные отклонения напряжения на зажимах электроприемников приводят к изменению выходных параметров и потребляемой мощности, к нарушению нормальной работы технологических установок. Потребитель электроэнергии несет убытки, связанные с недополучением продукции. Отклонения напряжения от номинального значения вызывают дополнительные затраты на оплату перерасхода электроэнергии и издержки, связанные с сокращением срока службы электрооборудования. Увеличиваются потери мощности в электрических сетях, трансформаторах, электродвигателях.

Заметное влияние на экономические показатели имеет несимметрия напряжения, что также приводит и к старению изоляции, и к увеличению потерь мощности в СЭС и, в конечном счете, к дополнительным затратам на оплату перерасхода электроэнергии.

Скидки и надбавки к тарифу за электроэнергию. При расчетах за потребленную электроэнергию установлена шкала скидок и надбавок к тарифу, применяемая в виде штрафа за нарушение режима электропотребления и снижения качества электроэнергии.

За превышение присоединенной мощности, заявленной в часы максимума энергосистемы, влечет за собой оплату предприятием в 10-ти кратном размере основной ставки двухставочного тарифа за квартал, в котором произошло нарушение. За потребление сверхлимитной электроэнергии предприятие должно уплатить надбавку в 5-ти кратном размере дополнительной ставки двухставочного тарифа.

Скидки и надбавки к тарифу являются важным экономическим инструментом, регулирующим взаимные отношения между поставщиком и потребителем электроэнергии в вопросах электропотребления. Однако применение скидок и надбавок к тарифу приостановлено.

При выявлении показателей качества электроэнергии, не соответствующих [25], определяется виновник ухудшения ПКЭ.

В случае нарушения электроснабжающей организацией требований, предъявляемых к КЭ, абонент вправе доказывать размер ущерба и взыскивать его с энергоснабжающей организации по правилам ст.547 ГК РФ. Вместе с тем, учитывая, что абонент все-таки использовал энергию ненадлежащего качества, он должен оплатить ее, но по соразмерно уменьшенной цене (п.2. ст.542 ГК РФ).

Очевидно, что нарушения могут быть взаимными и по разным ПКЭ. В договоре на электроснабжение между электроснабжающей организацией и потребителем должны быть отражены вопросы взаимной ответственности.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. И. Кудрин. – М. : Энергоатомиздат, 1995.
2. Кудрин, Б. И. Электроснабжение промышленных предприятий / Б. И. Кудрин. – М. : Интермет Инжиниринг, 2005.
3. Щербаков, Е. Ф. Электроснабжение и электропотребление на предприятиях / Е. Ф. Щербаков, Д. С. Александров, А. Л. Дубов. – М. : Форум, 2010.
4. Конюхова, Е. А. Электроснабжение объектов / Е. А. Конюхова. – М. : «Мастерство», 2002.
5. Коновалова, Л. Л. Электроснабжение промышленных предприятий и установок / Л. Л. Коновалова, Л. Д. Рожкова. – М. : Энергоатомиздат, 1989.
6. Зайцев, В. Е. Электротехника. Электроснабжение, электротехнология и электрооборудование строительных площадок / В. Е. Зайцев, Т. А. Нестерова. – М. : Академия, 2006.
7. Чукаев, Д. С. Электрооборудование строительных машин и энерго-снабжение строительных площадок : учебник для техникумов / Д. С. Чукаев, М. Д. Федуркина. – 2-е изд., доп. и перераб. – М. : Стройиздат, 1981.
8. Рожкова, Л. Д. Электрооборудование станций и подстанций / Л. Д. Рожкова, В. С. Козулин. – М. : Энергоатомиздат, 1987.
9. Петров, В. М. О влиянии бытовых электроприемников на работу смежных электротехнических устройств / В. М. Петров, Е. Ф. Щербаков, М. В. Петрова // Промышленная энергетика. – 1998. – №4.
10. Правила устройства электроустановок. Изд. 7. Утв. Приказом Министерства энергетики РФ № 204 от 08.07.2002.
11. Железко, Ю. С. Компенсация реактивной мощности и повышение качества электроэнергии / Ю. С. Железко. – М. : Энергоатомиздат, 1985.
12. Иванов, В. С. Режимы электропотребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий / В. С. Иванов, В. И. Соколов. – М. : Энергоатомиздат, 1987.
13. Щербаков, Е. Ф. О токах короткого замыкания в сетях напряжением до 1000 В / Е. Ф. Щербаков, В. М. Петров, Д. С. Александров // Пром. энергетика. – 1996. – №5.
14. Беляев, А. В. Выбор аппаратуры, защит и кабелей в сетях 0,4 кВ / А. В. Беляев. – М. : Энергоатомиздат, 1988.
15. Электрические и электронные аппараты : учебник для вузов / под ред. Ю. К. Розанова. – М. : Информэлектро, 2001.
16. Щербаков, Е. Ф. Электрические аппараты / Е. Ф. Щербаков, Д. С. Александров. – Ульяновск : «Вектор – С», 2007.
17. Андреев, В. А. Релейная защита и автоматика систем электроснабжения / В. А. Андреев. – М. : Высш. шк., 2006.
18. Ванин, В. К. Релейная защита на элементах вычислительной техники / В. К. Ванин, Г. М. Павлов. – Л. : Энергоатомиздат, 1991.

19. Андреев, В. А. О целесообразности применения токовой защиты обратной последовательности на ВЛ – 0,38 кВ / В. А. Андреев, А. Л. Дубов, В. Ф. Шишкин // Промышленная энергетика. – 1993. – №4.
20. Соскин, Э. А. Автоматизация управления промышленным энерго-снабжением / Э. А. Соскин, Э. А. Киреева. – М. : Энергоатомиздат, 1990.
21. Автоматизация систем электроснабжения / Ю. И. Жарков, В. Я. Овласюк, Н. Д. Сухопрудский и др. ; под ред. Н. Д. Сухопрудского. – М. : Транспорт, 1990.
22. ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения. – М. : Издательство стандартов, 1979.
23. Методика оценки уровня качества промышленной продукции. – М. : Издательство стандартов, 1972.
24. ГОСТ 23875 – 88. Качество электрической энергии. Термины и определения.
25. ГОСТ 13109-97. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. – М. : Изд-во стандартов, 1998.
26. Суднова, В. В. Качество электрической энергии / В. В. Суднова. – М. : ЗАО «Энергосервис», 2000.
27. Карташев, И. И. Качество электроэнергии в системах электроснабжения / И. И. Карташев, Э. Н. Зуев. – М. : МЭИ, 2001.
28. Анищенко, В. А. Надежность систем электроснабжения / В. А. Анищенко. – Минск : УП «Технопринт», 2001.
29. ГОСТ 12.1.009 – 76. ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения. – М. : Изд-во стандартов, 1977.
30. ГОСТ Р 50571 – 94. Электроустановки зданий. Основные характеристики. – М. : Госстандарт РФ, 1995.
31. Найфельд, М. Р. Заземление и защитные меры безопасности / М. Р. Найфельд. – М. : Энергия, 1971.
32. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина, Л. Е. Федорова, М. Т. Зименкова, А. Т. Смирнова. – М. : Энергоатомиздат, 1990.
33. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию / под ред. А. А. Федорова. – М. : Энергоатомиздат: Т.1 «Электроснабжение», 1986; Т.2 «Электрооборудование», 1987.

Содержание

ПРЕДИСЛОВИЕ	4
ВВЕДЕНИЕ	5
1. ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ	8
1.1. Основные понятия и определения	8
1.2. Источники электроснабжения и электроустановки	9
1.3. Технология строительных работ	15
1.4. Система электроснабжения объектов строительства	16
1.5. Потребители и электроприемники в системах электроснабжения строительного производства	17
2. ЭЛЕКТРОПРИВОД СТРОИТЕЛЬНЫХ МАШИН	19
2.1. Основы электропривода	19
2.2. Режимы работы и характеристики асинхронных электродвигателей	21
2.3. Уравнение движения электропривода	24
2.4. Переходные процессы в электроприводе	26
2.5. Выбор электродвигателя для электропривода	28
2.6. Схемы управления электроприводами	31
3. ЭЛЕКТРОНАГРЕВ В СТРОИТЕЛЬНОМ ПРОИЗВОДСТВЕ	36
3.1. Электрические установки нагрева воды	37
3.2. Электрические установки для обогрева	40
3.3. Электропрогрев бетона	41
3.4. Электроотопгрев грунта	47
3.5. Электроотопгрев замороженных трубопроводов	48
3.6. Нагрев и сушка при отделочных работах	49
3.7. Разогрев битума	50
3.8. Сушка древесины токами высокой частоты	51
4. ЭЛЕКТРОСВАРКА И ТЕРМИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА МЕТАЛЛОВ	52
4.1. Электрическая сварка	52
4.2. Электрические печи	63
4.3. Электротермическая обработка деталей	65
4.4. Электроискровая обработка металлов	66
5. ЭЛЕКТРИЧЕСКОЕ ОСВЕЩЕНИЕ	70
5.1. Основные светотехнические понятия	70
5.2. Системы и виды электрического освещения	73
5.3. Источники света и светильники	74
5.4. Светильники	79
5.5. Расчет электрического освещения в помещениях	82
5.6. Наружное освещение строительных площадок	85
5.7. Местное освещение	86
6. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ НАГРУЗКИ	86
6.1. Понятие электрической нагрузки	86
6.2. Графики электрических нагрузок	89
6.3. Показатели графиков нагрузки	93
6.4. Расчет электрических нагрузок	99
6.4.1. Расчет электрической нагрузки в сетях 0,4 кВ	100
6.5. Расчет электрических нагрузок от однофазных электроприемников в трехфазной сети	114
6.6. Определение пиковых нагрузок	116

7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДОК	116
7.1. Классификация электрических линий и сетей	116
7.2. Схемы питающих и распределительных сетей строительных площадок	117
7.3. Конструкции электрических сетей	123
7.4. Внутренние электрические сети и проводки на напряжение до 1 кВ	132
7.6. Выбор проводов и кабелей в распределительных сетях	138
8. ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ	147
8.1. Назначение и классификация трансформаторных подстанций	147
8.2. Схемы главных подстанций предприятий	147
8.3. Открытые распределительные устройства на подстанциях	151
8.4. Закрытые распределительные устройства	154
8.5. Потребительские трансформаторные подстанции	156
8.6. Выбор трансформаторов подстанций строительных площадок	161
8.7. Выбор местоположения трансформаторных подстанций	165
8.8. Электрические измерения и учет электроэнергии в электроустановках	167
8.9. Электростанции строительных площадок	168
9. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ СТРОИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ	170
9.1. Понятие реактивной мощности и ее компенсации	170
9.2. Влияние реактивной нагрузки на работу электроприемников и электрических сетей	174
9.3. Мероприятия, снижающие потребление реактивной мощности	178
9.4. Средства и способы компенсации реактивной мощности	179
9.5. Выбор мощности компенсирующих устройств	184
9.6. Выбор кабелей для конденсаторных установок	186
10. АВАРИЙНЫЕ РЕЖИМЫ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ ПЛОЩАДОК	187
10.1. Переходный и установившийся режим при коротком замыкании	187
10.2. Расчет токов короткого замыкания при напряжении выше 1 кВ	190
10.3. Расчет токов короткого замыкания в сетях напряжением до 1000 В	196
11. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ	202
11.1. Физические процессы в электрических аппаратах	202
11.2. Коммутационные аппараты высокого напряжения	210
11.3. Высоковольтные предохранители и разрядники	228
11.4. Измерительные трансформаторы	234
11.5. Выбор аппаратов высокого напряжения	240
11.6. Аппараты распределения электроэнергии низкого напряжения и управления	242
11.7. Выбор электрических аппаратов низкого напряжения	260
12. РЕЛЕЙНАЯ ЗАЩИТА И АВТОМАТИКА В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ СТРОИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ	264
12.1. Назначение релейной защиты и автоматики	264
12.2. Аппараты релейной защиты и автоматики	266
12.3. Виды релейных защит и автоматики	280
12.4. Оперативный ток	282
12.5. Дистанционное управление и сигнализация в электроустановках	283
12.6. Максимальная токовая защита линий электропередачи	285
12.7. Релейная защита электроустановок и оборудования	293
12.8. Виды устройств автоматики	305
12.9. Телемеханика в электроустановках	312
13. КАЧЕСТВО И НАДЕЖНОСТЬ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ	315
13.1. Основные понятия, термины и определения	315
13.2. Качество электротехнических устройств в системах электроснабжения	318

13.3. Качество электрической энергии	326
13.4. Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников	346
13.5. Технические средства и меры повышения показателей качества электроэнергии	352
13.6. Контроль показателей качества электроэнергии	354
13.7. Надежность электроснабжения	356
14. ЗАЗЕМЛЕНИЕ И ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭЛЕКТРОБЕЗОПАСНОСТИ	
В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ	368
14.1. Повреждение изоляции в электроустановках. Назначение заземления	368
14.2. Заземления электроприемников в сети 380/220 В	370
14.3. Заземляющие устройства	375
14.4. Расчет заземляющих устройств	378
14.5. Атмосферные перенапряжения в электрических сетях и установках напряжением выше 1 кВ	382
14.6. Грозозащитные и повторные заземления в воздушных линиях напряжением 380/220 В	390
14.7. Защита от статического электричества и электромагнитного излучения	390
15. ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЕ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ	392
15.1. Учет потребления и расхода электроэнергии	392
15.2. Электробаланс на предприятиях	394
15.3. Мероприятия по экономии электроэнергии	395
15.4. Оплата электроэнергии на строительных площадках предприятий строительного производства	397
БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК	400

Учебное издание

ЩЕРБАКОВ Евгений Федорович
АЛЕКСАНДРОВ Дмитрий Степанович
ДУБОВ Александр Леонидович

Электроснабжение объектов строительства
Учебное пособие

Редактор М. В. Штаева

ЛР №020640 от 22.10.97.

Подписано в печать 26.12. 2011. Формат 60×84/16.

Усл. печ. л. 23,48. Тираж 150 экз. Заказ 26.

Ульяновский государственный технический университет
432027, г. Ульяновск, ул. Сев. Венец, 32.

Типография УлГТУ, 432027, г. Ульяновск, ул. Сев. Венец, 32.