

**Министерство образования Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
Высшего профессионального образования
«Амурский государственный университет»**



«Кадры для регионов»



ФГБОУ ВПО «Амурский государственный
университет»

Учебное пособие подготовлено в рамках реализации проекта о
подготовке высококвалифицированных кадров для предприятий и
организаций регионов («Кадры для регионов»)

И.В. Наумов

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ

Учебное пособие

Благовещенск
Издательство АмГУ
2014

Разработаны в рамках реализации гранта «Подготовка высококвалифицированных кадров в сфере электроэнергетики и горно-металлургической отрасли для предприятий Амурской области» по заказу предприятия-партнера ПТО ОАО «Дальневосточная распределительная сетевая компания»

Рецензенты:

Заместитель начальника департамента, начальник отдела социальной политики ОАО "Дальневосточная распределительная сетевая компания" А.А. Гаврилов; доцент кафедры Автоматизации производственных процессов и электротехники АмГУ, Д.А. Теличенко, канд. техн. наук.

Наумов И.В.

Н 34 Электроснабжение: учебное пособие. – Благовещенск: Изд-во АМГУ, 2014.- 381 с.

Пособие соответствует требованиям ФГОС-3 подготовки бакалавров по направлению 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника», профиль подготовки «Электроснабжение».

В пособии рассмотрены основные положения электроснабжения отдельных отраслей хозяйственной деятельности, схемы распределения электрической энергии, способы расчёта и выбора основного электрооборудования.

Материалы, изложенные в пособии, могут быть использованы для подготовки студентов-бакалавров по другим электроэнергетическим специальностям, а также могут быть полезны инженерно-техническим работникам и аспирантам.

В авторской редакции

**©Амурский государственный университет, 2014
© Наумов И.В., 2014**

Оглавление

Оглавление	3
Введение	5
ГЛАВА I. Основы электроснабжения	8
1.1. Основные понятия и определения. Терминологический словарь	8
1.2. Общие вопросы электроснабжения	11
1.2.1. Топливо-энергетический комплекс России	11
1.2.2. Единая энергетическая система России	17
1.3. Тарифы на электроэнергию	23
1.4. Рынок электроэнергии	26
1.5. Требования к системам электроснабжения	34
1.6. Источники питания и пункты приема электроэнергии	38
ГЛАВА II. Схемы распределения электроэнергии	43
2.1. Общие сведения	43
2.2. Выбор номинальных напряжений	43
2.3. Источники питания и требования к надёжности электроснабжения	44
2.4. Схемы подключения источников питания	47
2.5. Типы электроподстанций	48
2.6. Принципы выбора схем распределения электроэнергии	49
2.7. Схемы электрических сетей внутри объекта на напряжении 6...10 кВ	50
2.8. Схемы городских распределительных сетей напряжением до 10 кВ	58
2.9. Схемы цеховых электрических сетей напряжением до 1 кВ	60
2.10. Схемы осветительных сетей. Напряжение осветительных сетей	66
2.11. Главные схемы электростанций и подстанций	70
2.11.1. Общие сведения	72
2.11.2. Виды схем	72
ГЛАВА III. Схемы электроснабжения (по отраслям хозяйственной деятельности).	80
3.1. Принципы и основы построения схем электроснабжения	80
3.2. Схемы электроснабжения объектов	86
3.2.1. Схемы электроснабжения промышленных предприятий	86
3.2.2. Схемы электрических сетей городов	91
3.2.3. Сельские системы электроснабжения	96
ГЛАВА IV. Расчёты в электрических сетях	99
4.1. Определение расчетной нагрузки	99
4.1.1. Расчётная нагрузка промышленных предприятий	99
4.1.1.1. Графики электрических нагрузок	99
4.1.1.2. Показатели графиков электрических нагрузок	105
4.1.1.3. Последовательность расчёта электрических нагрузок	112
4.1.2. Расчётная нагрузка городской сети	121
4.1.3. Определение расчётной нагрузки в сельских электрических	

сетях	123
4.1.4. Примеры решения задач	142
4.2. Методы выбора сечения проводов в сельских линиях электропередачи	144
4.3. Расчёт электрических сетей по потере напряжения	165
4.3.1. Общие сведения	165
4.3.2. Расчёт разомкнутых трёхфазных сетей с равномерной нагрузкой фаз по потере напряжения	166
4.3.3. Расчёт магистралей трёхфазного тока при постоянном сечении проводов	169
4.3.4. Расчёт разомкнутых трёхфазных сетей с неравномерной нагрузкой фаз	170
4.4. Короткие замыкания и замыкания на землю в системах электроснабжения	171
4.4.1. Общие сведения. Переходный процесс при КЗ	171
4.4.2. Расчёт токов КЗ в установках напряжением ниже 1000 В	173
4.4.3. Расчёт токов КЗ в установках напряжением выше 1000 В	178
4.4.4. Несимметричные короткие замыкания	182
4.4.5. Замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью	187
4.4.6. Действие токов КЗ и ограничение их силы	190
4.4.7. Примеры расчёта токов КЗ	194
Глава V. Лабораторный практикум по электрооборудованию в системах электроснабжения	208
5.1. Лабораторная работа 1. «Высоковольтные изоляторы»	208
5.2. Лабораторная работа 2. «Средства защиты от перенапряжений»	233
5.3. Лабораторная работа 3. «Комплектные устройства в системах электроснабжения»	261
5.4. Лабораторная работа 4. «Высоковольтные выключатели»	294
5.5. Лабораторная работа 5. «Дополнительное коммутационное оборудование электростанций и подстанций	329
5.6. Лабораторная работа 6. «Защитная и коммутационная аппаратура в установках напряжением до 1 кВ»	348
Библиография	379

Введение

Современное общество трудно представить без использования электрической энергии. Она применяется во всех отраслях хозяйственной деятельности: в промышленности, городском, сельском и коммунальном хозяйстве; в быту и на транспорте.

Особенности энергетического производства определяют трудности управления в отрасли, вызывающие необходимость реагирования на все изменения потребления электрической энергии. При этом существенное влияние на развитие производства оказывает зависимость режима работы предприятия от режима потребления. Эта зависимость выдвигает особые требования к планированию работы не только самого объекта электроснабжения, но и энергоснабжающей организации.

Особенности энергетического производства, характерные для всех отраслей, накладывают на энергопредприятие и потребители электрической энергии особую ответственность за поддержание нормируемых параметров электроэнергии и снижение части потерь, обусловленных нерациональным управлением развития системы электроснабжения, с одной стороны, и отсутствием планомерного подхода к использованию электрической энергии – с другой.

Недостаточность знаний о распределении полученных мощностей и влиянии роста нагрузок на параметры энергетической системы не позволяют разработать комплекс мероприятий по стабилизации режима энергопотребления, который определяет происхождение негативных процессов, как в распределительных сетях низкого напряжения, так и в энергосистеме в целом.

Электрическая энергия вырабатывается на электрических станциях, располагаемых, как правило, у источников первичной энергии. Электростанции связаны между собой и с потребителями электрическими системами, объединяющими их в *энергосистемы*, которые имеют централизованное

управление. Чтобы уменьшить стоимость электрической энергии необходимо распределять электрическую нагрузку определенным образом. Например, при достаточном запасе воды в водохранилище на гидравлических станциях (ГЭС) их нагрузку увеличивают, одновременно разгружая тепловые станции (ТЭС) и экономя при этом топливо.

Создание энергосистем позволяет не только повысить экономичность энергоснабжения, но и значительно увеличить его надёжность, а также повысить качество электрической энергии.

Часть энергосистемы, объединяющая генераторы, распределительные устройства (РУ), трансформаторные подстанции (ТП) и потребители электрической энергии (электроприёмники – ЭП), принято называть *электрической системой*.

Часть электрической системы, в которую входят ТП и линии различных напряжений, называют *электрической сетью (ЭС)*. ЭС разделяются на питающие и распределительные.

Питающие электрические сети осуществляют передачу (транспорт, канализацию) электрической энергии до распределительных пунктов (РП) или ТП и не имеют подключенных ЭП.

Распределительные электрические сети передают электроэнергию от понизительных ТП непосредственно потребителям, либо по воздушным линиям электропередачи (ВЛ), либо кабельными линиями (КЛ).

На различных иерархических уровнях электроэнергетики и в различных ситуациях ведущими являются те или иные критерии. Однако во всех случаях повышение надёжности как обязательное условие повышения эффективности производства связано с увеличением затрат, вкладываемых в создание и эксплуатацию энергетических систем, их частей и элементов.

Одной из важнейших задач электроснабжения, при обеспечении его надёжности в любой отрасли хозяйственной деятельности, является наиболее целесообразное сетевое строительство. Оно заключается не только в принятии профессиональных решений относительно схем электроснабжения на стадии

проектирования, но и в использовании наиболее современного сетевого оборудования.

Качество электрической энергии, как неотъемлемый атрибут любого товара, является наиболее всеобъемлющей характеристикой как товаропроизводителя (энергоснабжающей организации), так и непосредственно потребителя, являющегося источником вносимых искажений в работу энергосистемы в целом.

Целью настоящего пособия является оказание помощи студентам в самостоятельном освоении основ электроснабжения, путём выработки у него навыков творческого подхода к решению общеинженерных задач, оказание помощи в развитии способности к аналитическому мышлению.

ГЛАВА I. ОСНОВЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

1.1. Основные понятия и определения. Терминологический словарь

Электроэнергетической системой называется электрическая часть энергосистемы и питающиеся от неё приёмники электрической энергии, объединённые общим процессом производства, передачи, распределения и приёма электрической и других видов энергии.

Электрической системой (энергосистемой) называется совокупность электростанций электрических и тепловых сетей, соединённых между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и теплоты при общем управлении этим режимом.

Электрической частью системы называется совокупность электроустановок электрических станций и электрических сетей энергосистемы.

Электроснабжением называется обеспечение потребителей электрической энергией.

Системой электроснабжения называется совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

Централизованным электроснабжением называется электроснабжение потребителей от энергосистемы.

Электрической сетью называется совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций, распределительных устройств, токопроводов, воздушных (ВЛ) и кабельных линий электропередачи, работающих на определённой территории. Таким образом, электрическая сеть представляет собой устройство, соединяющее источники питания с потребителями электрической энергии. Основным назначением электрических сетей является *электроснабжение потребителей*, а также передача энергии на большие расстояния.

Приёмником электрической энергии называется аппарат (агрегат, устройство), предназначенный для преобразования электрической энергии в другой вид энергии.

Потребителем электрической энергии называется электроприёмник или группа электроприёмников, объединённых технологическим процессом и размещающихся на одной территории.

Независимым источником питания электроприёмника или группы электроприёмников называется источник питания, на котором сохраняется напряжение при его исчезновении на другом или других источниках питания этих электроприёмников.

Подстанция представляет собой электроустановку, предназначенную для преобразования и распределения электрической энергии, состоящее из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных сооружений. Подстанции могут быть трансформаторными, преобразовательными и распределительными, в зависимости от преобладания той или иной функции.

Распределительное устройство (РУ) - устройство, предназначенное для приема и распределения электроэнергии и содержащее коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы, входящие в состав трансформаторной или преобразовательной подстанции. Распределительные устройства подразделяются на устройства открытого и закрытого типа.

Открытое распределительное устройство (ОРУ) представляет собой РУ, все или основное оборудование которого расположено на открытом воздухе.

Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) - РУ, оборудование которого расположено в здании.

Комплектное распределительное устройство - РУ, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в

них аппаратами, устройствами защиты и автоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде. Комплектное распределительное устройство, предназначенное для внутренней установки, сокращенно обозначается КРУ, для наружной установки – КРУН.

Распределительным пунктом (РП) является РУ, предназначенное для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации, не входящее в состав подстанции.

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) - подстанция, состоящая из трансформаторов и блоков (КРУ или КРУН и других элементов), поставляемых в собранном или полностью подготовленном для сборки виде. Комплектные трансформаторные подстанции или части их, устанавливаемые в закрытом помещении, относятся к внутренним установкам. КТП, устанавливаемые на открытом воздухе, относятся к наружным установкам.

Узловой распределительной подстанцией (УРП) является подстанция предприятия напряжением 110-220 кВ, получающая электроэнергию от энергосистемы и распределяющая ее по главным понизительным подстанциям (ГПП) или подстанциям глубокого ввода (ПГВ) по территории предприятия.

Главная понизительная подстанция (ГПП) – представляет собой трансформаторную подстанцию, получающую электроэнергию от энергосистемы на напряжениях 35 кВ и выше и распределяющая ее по территории предприятия.

Подстанция глубокого ввода (ПГВ) – подстанции 110/10 и 35/0,4 кВ, выполняемые по упрощенным схемам первичной коммутации, получающая питание от энергосистемы или узловой распределительной подстанции данного предприятия и предназначенная для питания отдельного цеха, корпуса, группы цехов предприятия.

Центральный распределительный пункт (ЦРП) – РУ предприятия, получающее электроэнергию от энергосистемы на напряжении 6-10 кВ и распределяющее ее на том же напряжении по территории предприятия.

Внутрицеховая подстанция - подстанция, расположенная внутри производственного здания (открыто или в отдельном закрытом помещении).

Столбовая (мачтовая) трансформаторная подстанция - открытая трансформаторная подстанция, все оборудование которой установлено на конструкциях или опорах воздушных линий на высоте, не требующей ограждения подстанции.

Токопровод - устройство, предназначенное для передачи и распределения электроэнергии, состоящее из неизолированных и изолированных проводников и относящихся к ним изоляторов, защитных оболочек, ответвительных устройств, поддерживающих и опорных конструкций.

Шинопровод - жесткий токопровод до 1 кВ, поставляемый комплектными секциями.

Главный распределительный щит (ГРЩ) - распределительный щит, через который снабжается электроэнергией все здание или его обособленная часть.

Распределительный шкаф (пункт) - устройство напряжением до 1 кВ, в котором установлены аппараты защиты и коммутационные аппараты (или только аппараты защиты) для отдельных электроприемников или их групп (электродвигателей, групповых щитков).

Групповой щиток - устройство, в котором установлены аппараты защиты и коммутационные аппараты (или только коммутационные аппараты) для отдельных групп светильников, штепсельных розеток и стационарных электроприемников.

1. 2. Общие вопросы электроснабжения

1.2.1. Топливо-энергетический комплекс России

Межотраслевой топливо-энергетический комплекс (ТЭК) - это система добычи и производства топлива и энергии, их транспортировки, распределения и использования. В экономике России он занимал и продолжает занимать ведущее место. Комплекс производит около 25 % промышленной продукции России, является важнейшим источником формирования бюджета

страны, обеспечивает примерно половину валютных поступлений от экспорта продукции.

В ТЭК входят отрасли топливной промышленности (нефтяная, газовая, угольная, сланцевая, торфяная) и электроэнергетика. Все отрасли комплекса взаимосвязаны. Для учета общего объема добычи топлива и производства энергии, пропорций между ними, их

распределения между потребителями составляется топливно-энергетический баланс. Он показывает соотношение добычи разных видов топлива и выработанной энергии (приход) и их использование в хозяйстве (расход). Для расчета баланса различные виды топлива и энергии пересчитывают в условное топливо. За единицу условного топлива принимают 1 кг каменного угля, дающего при сгорании 7000 ккал. Другие виды топлива пересчитываются в условное топливо по коэффициентам, исходя из их теплотворной способности (то есть количества энергии, выделяющейся при сгорании 1 кг топлива).

Структура топливно-энергетического баланса страны постоянно меняется. До 70-х годов основную долю в ней имел уголь, в 70-80-е нефть, в 90-е годы – природный газ.

Первые нефтепромыслы появились в России в районе Баку (1848 г.) и Майкопа (1854 г.). В XX в. страна занимала первое место в мире по добыче нефти (около половины мирового объема добычи). Кавказ оставался главной нефтяной базой до 50-х годов XX в. Затем добыча нефти стала постепенно перемещаться в Волго-Уральский район, а в 70-е годы в Западную Сибирь, которая сейчас является крупнейшим в России и одним из крупнейших в мире нефтедобывающих районов. Месторождения Западной Сибири дают около 70 % всей нефти страны. Центр добычи нефти находится в среднем течении р. Оби, в Ханты-Мансийском автономном округе. Первое месторождение нефти (Шаимское) было открыто здесь в 1960 г. В настоящее время основные месторождения находятся в районе Сургута (Усть-Балыкское, Лянторское, Мамонтовское и др.) и Нижневартовска (Самотлорское, Мегийское и др.). Ряд месторождений находится в Томской области.

Волго-Уральский район, дающий сейчас около 25 % нефти страны, в 60-70-х годах был крупнейшим по нефтедобыче (наприметам добывали 226 млн. т, в том числе в Татарстане 75 млн. т, Башкортотане 39 млн. т). Наиболее крупные месторождения – Альметьевское, Ромашкинское в Татарстане, Туймазы, Шкапово, Ишимбай, Арланское в Башкортостане. Нефть добывают также в Пермской и Самарской областях, Республике Удмуртия, Оренбургской, Саратовской, Волгоградской областях. Тимано-Печорский район, включающий нефтяные ресурсы шельфа Баренцева моря – третий по запасам и добыче нефти в стране. Его удельный вес в объеме добычи более 3 %. Первые месторождения в этом районе были открыты в 30-е годы, а их промышленная разработка началась в 60-х. Максимальных объемов добыча достигала в 1980 г. – 20,4 млн. т. Крупнейшие месторождения – Усинское (открыто в 1963 г., разрабатывается с 1973 г.) и Возейское (открыто в 1971 г., разрабатывается с 1977 г.). Доля Северного Кавказа в общероссийской добыче нефти составляет около 2 %. В основном добыча сосредоточена в Дагестане (включая шельф Каспийского моря), где выделяются Махачкалинское и Избербашское месторождения, а также в Чеченской Республике. Первая нефть в Чечне была получена в 1893 г. (Старогрозненское месторождение). Известны также Майкопское (Республика Адыгея, разрабатывается с 1960 г.), Нефтекумское (Ставропольский край) и некоторые другие месторождения.

Северо-Сахалинский район имеет месторождения нефти как на суше, так и на шельфе Охотского моря. Нефть – важнейшее сырье для химической и нефтехимической промышленности. С нефтепромыслов она транспортируется на нефтеперерабатывающие заводы. Основной объем ее транспортировки осуществляется по нефтепроводам, протяженность которых составляет более 70 тыс. км.

Электроэнергетика объединяет процессы производства, передачи, преобразования и потребления ЭЭ, что в вещественной форме представлено электростанциями, электропередающими сетями и сетевыми подстанциями.

Основную роль в производстве ЭЭ играют тепловые электростанции, хотя за 30 лет их удельный вес заметно снизился, в основном за счет развития атомной энергетики.

Тепловые электростанции (ТЭС) преобразуют энергию сжигаемого топлива (угля, газа, мазута, торфа и т.д.) в тепловую, а затем в электрическую. Сжигаемое топливо нагревает воду, а образуемый из воды пар вращает турбины, вырабатывающие электричество. Если одновременно с электроэнергией к потребителям поступают тепло и горячая вода, то такая электростанция называется тепло-электроцентралью. ТЭЦ размещаются около потребителей и отапливают 40 % городских поселений страны. Мощные тепловые станции, обеспечивающие энергией большие регионы, называются ГРЭС (государственная районная электростанция). Помимо размещения вблизи потребителей (потребительский фактор) ТЭС создаются и в районах добычи топлива (сырьевой фактор).

В качестве примера можно привести крупную Березовскую ГРЭС (Канско-Ачинский бурогольный бассейн) или две электростанции в Сургуте (Тюменская обл.), работающие на попутном нефтяном газе. Крупнейшие ГРЭС России расположены в европейском макрорегионе – Костромская, Конаковская, Рязанская, Киришская, Заинская и др., на Урале – Рефтинская, Ириклинская, Троицкая, в азиатском макрорегионе – Ирша-Бородинская, Гусиноозерская и др.

Гидроэлектростанции (ГЭС) используют энергию водного потока, которая зависит от объема протекающей воды и высоты ее падения.

Первая ГЭС в России была построена в 1903 г. на р. Подкумок у города Ессентуки. В XX в. в стране были созданы крупнейшие гидроэнергетические каскады. Волжско-Камский каскад включает более 10 ГЭС, крупнейшие из которых Самарская и Волгоградская. Ангаро-Енисейский каскад, мощность которого примерно в 2 раза больше, состоит из Саяно-Шушенской, Красноярской, Братской, Усть-Илимской и других гидроэлектростанций.

Атомные электростанции (АЭС) используют в качестве топлива уран или плутоний. В реакторе происходит управляемая реакция распада ядер атомов с выделением большого количества тепла. При этом 1 кг ядерного топлива выделяет энергию, эквивалентную сжиганию 2500 т лучшего угля.

Тепло передается воде, которая превращается в пар, подающийся на турбины для выработки электричества. АЭС ориентированы на потребителей, расположенных в районах с недостаточными топливно-энергетическими ресурсами.

Любой тип электростанций имеет положительные и отрицательные стороны. ТЭС строится быстрее, чем ГЭС, и отличается от последней стабильной выработкой ЭЭ в течение всего года. Вместе с тем ТЭС требуют громадных объемов воды и топлива, сжигая которое они серьезно загрязняют окружающую среду.

ГЭС вырабатывают самую дешевую ЭЭ, улучшают условия судоходства и орошения сельхозугодий. Но строительство ГЭС на равнинных реках привело к затоплению ценных земельных угодий, вынудило перенести десятки населенных пунктов, резко замедлило водообмен и самоочищение рек (например, на Волге полный водообмен, то есть полная смена русловых вод, увеличился с 50 до 500 сут). Водоохранилища ГЭС изменяют микроклимат прилегающих районов, повышают уровень грунтовых вод на близлежащих территориях, что, в свою очередь, приводит к засолению или заболачиванию почв.

АЭС не зависят от размещения топливных ресурсов, но очень сложны технически и требуют тщательной изоляции радиоактивных отходов. После Чернобыльской аварии 1986 г. развитие ядерной энергетики в нашей стране было приостановлено. Будущему развитию АЭС должно способствовать создание безопасных ядерных реакторов. Основными производителями электроэнергии в России являются Центральный (в первую очередь Москва и Московская обл.), Уральский, Западно-Сибирский (Ханты-Мансийский автономный округ, Восточно-Сибирский (Иркутская обл., Красноярский край)

экономические районы. На эти районы приходится более 60 % всей вырабатываемой электроэнергии.

Основные проблемы ТЭК России:

- неблагоприятные географические условия;
- территориальное несовпадение мест залегания минерального энергетического сырья и местоположения основных потребителей;
- истощение удобных для разработки месторождений энергетического сырья;
- большая энергоемкость товаров и услуг;
- морально устарелые и физически истощенные основные фонды;
- потеря в 90-е гг. значительной части мощности предприятий электромеханического и энергомашиностроительного комплексов.

Энергетическая стратегия это документ, формирующий и конкретизирующий: цели и задачи долгосрочного развития энергетического сектора страны на предстоящий период; приоритеты и ориентиры, а также механизмы государственной энергетической политики на отдельных этапах ее реализации, обеспечивающие достижение намеченных целей.

Утвержденная Правительством РФ в 2003 году Энергетическая стратегия России на период до 2020 года стала первым официальным стратегическим документом национального масштаба в новом столетии. За прошедшие с момента начала реализации энергетическая стратегия -2020 годы была подтверждена адекватность большинства ее важнейших положений реальному процессу развития энергетического сектора страны даже в условиях происходивших резких изменений внешних и внутренних факторов, определяющих основные параметры функционирования топливно-энергетического комплекса России. Как предусматривается данным утвержденным документом, доработка и уточнение Энергетической стратегии России должны осуществляться не реже, чем один раз в пять лет.

Основные этапы совершенствования, заложенные в Энергетической стратегии России на период до 2020 года:

- переход на путь инновационного развития (способность не только развития самого ТЭК, но и поощрять развитие отечественных технологий из-за усложнения технологии поиска – разведки – добычи – транспортировки – переработки энергетического сырья, также производства – транспортировки – распределения электрической и тепловой энергии);
- создание в стране конкурентной рыночной среды;
- изменение структуры и масштабов производства энергетических ресурсов;
- интеграция в мировую энергетическую систему (с учетом того, что международный рынок уже поделен).

1.2. 2. Единая энергетическая система

Единая энергетическая система (ЕЭС) России - совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи ЭЭ в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

ГОСТ 21027-75 дает следующее определение ЕЭС.

Единая энергосистема - совокупность объединённых энергосистем, соединённых межсистемными связями, охватывающая значительную часть территории страны при общем режиме работы и имеющая диспетчерское управление.

Развитие ЕЭС России происходило путем поэтапного объединения организации параллельной работы региональных энергетических систем, формирования межрегиональных объединённых энергосистем (ОЭС) и их последующего объединения в составе ЕЭС.

Переход к такой форме организации электроэнергетического хозяйства был обусловлен необходимостью более рационального использования

энергетических ресурсов, повышения экономичности и надежности электроснабжения страны.

ЕЭС России располагается на территории, охватывающей 8 часовых поясов. Необходимость электроснабжения столь протяжённой территории обусловлено широкое применение дальних ЛЭП высокого и сверхвысокого напряжения. Системообразующая электрическая сеть ЕЭС состоит из ЛЭП напряжением 220, 330, 500 и 750 кВ. В электрических сетях большинства энергосистем России используется шкала напряжений 110-220 □ 500-1150 кВ. В объединенных энергосистемах Северо-Запада и частично в ОЭС центра используется шкала напряжений 110-330 - 750 кВ. Наличие сетей напряжения 330 и 750 кВ в ОЭС центра связано с тем, что сети указанных классов напряжения используются для выдачи мощности Калининской, Смоленской и Курской АЭС, расположенных на границе использования двух шкал напряжений. В ОЭС Северного Кавказа определённое распространение имеют сети напряжения 330 кВ.

В 2005 г. в составе ЕЭС России параллельно работали шесть ОЭС – Северо-Запада, Центра, Средней Волги, Урала, Юга, Сибири. ОЭС Востока, включающая 4 региональные энергосистемы Дальнего Востока, работает отдельно от ОЭС Сибири.

Точки раздела между этими ОЭС находятся на транзитной ЛЭП 220 кВ «Читаэнерго» – «Амурэнерго» и устанавливаются оперативно в зависимости от складывающегося баланса обоих энергообъединений.

Опыт более чем 40 летней работы ЕЭС России показал, что создание целостной единой системы, несмотря на относительную слабость сетевых связей Европейская часть России – Сибирь и Сибирь – Дальний Восток, дает ощутимую экономию затрат на производство ЭЭ за счет эффективного управления перетоками ЭЭ и способствует надежному энергоснабжению страны.

Преимущества объединения электрических станций и сетей в ЕЭС России.

- параллельная работа электростанций в масштабе ЕЭС позволяет реализовать следующие преимущества:
- снижение суммарного максимума нагрузки ЕЭС России на 5 ГВт;
- сокращение потребности в установленной мощности электростанций на 10-12 ГВт;
- оптимизация распределения нагрузки между электростанциями в целях сокращения расхода топлива;
- применение высокоэффективного крупноблочного генерирующего оборудования;
- поддержание высокого уровня надёжности и “живучести” энергетических объединений.

Совместная работа электростанций в ЕЭС обеспечивает возможность установки на электростанциях агрегатов наибольшей единичной мощности, которая может быть изготовлена промышленностью, и укрупнения электростанций. Увеличение единичной мощности агрегатов и установленной мощности электростанций приводит к достаточно серьёзному экономическому эффекту.

Связи ЕЭС России с энергосистемами зарубежных стран.

В 2005 году параллельно с ЕЭС России работали энергосистемы Белоруссии, Эстонии, Латвии, Литвы, Грузии, Азербайджана, Казахстана, Украины, Молдавии и Монголии. Через энергосистемы Центральной Азии – Узбекистана, Киргизии и Таджикистана.

Параллельная работа ЕЭС России с энергосистемами соседних стран дает реальные преимущества, связанные с совмещением графиков электрической нагрузки и резервов мощности, и позволяет осуществлять взаимный обмен (экспорт/импорт) ЭЭ между этими энергосистемами.

Кроме того, совместно с ЕЭС России через устройства Выборгского преобразовательного комплекса работала энергосистема Финляндии, входящая

в объединение энергосистем Скандинавии. От электрических сетей России осуществлялось также электроснабжение выделенных районов Норвегии и Китая.

Оперативно-диспетчерское управление ЕЭС России.

До 1 июля 2008 года высшим уровнем в административно-хозяйственной структуре управления электроэнергетической отраслью являлось ОАО «РАО ЕЭС России».

Диспетчерско-технологическое управление работой ЕЭС России осуществляет ОАО «СО ЕЭС».

Постановлением Правительства РФ от 11.07.2001 г. № 526 «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» ЕЭС России признана «общенациональным достоянием и гарантией энергетической безопасности» государства. Основной её частью «является единая национальная энергетическая сеть (ЕНЭС), включающая в себя систему магистральных линий электропередачи, объединяющих большинство регионов страны и представляющая собой один из элементов гарантии целостности государства». Для её «сохранения и укрепления, обеспечения единства технологического управления и реализации государственной политики в электроэнергетике» было предусмотрено создание ОАО «ФСК ЕЭС».

В постановлении Правительства Российской Федерации от 26.01.2006 г. № 41 были утверждены критерии отнесения к ЕНЭС магистральных ЛЭП и объектов электросетевого хозяйства. Следует отметить, что в других нормативных документах аббревиатура ЕНЭС расшифровывается как «Единая национальная электрическая сеть», что является более правильным с технической точки зрения

Большинство тепловых электростанций России находятся в собственности семи ОГК (оптовые генерирующие компании) и четырнадцати ТГК (территориальные генерирующие компании). Большая часть производственных мощностей гидроэнергетики сосредоточена в компании «РусГидро».

Эксплуатирующей организацией АЭС России является ОАО «Концерн Росэнергоатом».

Реформирование электроэнергетики подразумевало создание в России оптового и розничных рынков ЭЭ. Деятельность по обеспечению функционирования коммерческой инфраструктуры оптового рынка, эффективной взаимосвязи оптового и розничных рынков, формированию благоприятных условий для привлечения инвестиций в электроэнергетику, организации на основе саморегулирования эффективной системы оптовой и розничной торговли электрической энергией и мощностью осуществляет некоммерческое партнёрство «Совет рынка». Деятельность по организации торговли на оптовом рынке, связанная с за исключением и организацией исполнения сделок по обращению электрической энергии, мощности и иных объектов торговли, обращение которых допускается на оптовом рынке, осуществляет коммерческий оператор оптового рынка – ОАО «Администратор торговой системы оптового рынка электроэнергии».

Технические проблемы функционирования ЕЭС. Одной из серьёзных проблем функционирования ЕЭС является слабость межсистемных, а иногда и системообразующих связей в энергосистеме, что приводит к «запиранию» мощностей электрических станций. Слабость межсистемных связей в ЕЭС обусловлена ее территориальной распределенностью. Ограничения в использовании связей между различными объединенными энергосистемами и большинства наиболее важных связей внутри объединенных энергосистем определяются в основном условиями статической устойчивости; для ЛЭП, обеспечивающих выдачу мощности крупных электростанций, и ряда транзитных связей определяющими могут быть условия динамической устойчивости.

Проведившиеся исследования выявили, что стабильность частоты в ЕЭС России ниже, чем в UCTE. Особенно большие отклонения частоты происходят весной и во второй половине ночи, что свидетельствует об отсутствии гибких средств регулирования частоты. UCTE (англ. Unionforthe

Coordination of Transmission of Electricity) – энергообъединение европейских стран, одно из крупнейших энергообъединений в мире. УСТЕ включает в себя энергосистемы Франции, Испании, Португалии, Германии, Австрии, Италии, Бельгии, Голландии, Дании, Швейцарии, Люксембурга, Словении, Хорватии, Польши, Чехии, Словакии, Венгрии, Греции, Боснии и Герцеговины, Македонии, Сербии и Черногории, Албании, Болгарии, Румынии. Великобритания и Ирландия связаны между собой и с УСТЕ подводными КЛ постоянного тока.

Перспективы развития ЕЭС. Развитие ЕЭС в обозримой перспективе описывается в Генеральной схеме размещения объектов электроэнергетики до 2020 года.

В настоящее время Системный оператор завершил работу над технико-экономическим обоснованием (ТЭО) объединения ЕЭС/ОЭС с УСТЕ. Такое объединение означало бы создание самого большого в мире энергетического объединения, расположенного в 12 часовых поясах, суммарной установленной мощностью более 860 ГВт. 2 апреля 2009 года в Москве состоялась Международная отчётная конференция «Перспективы объединения энергосистем Восток-Запад (Результаты ТЭО синхронного объединения ЕЭС/ОЭС с УСТЕ)». ТЭО показало, что «синхронное объединение энергосистем УСТЕ и ЕЭС/ОЭС возможно при условии проведения ряда технических, эксплуатационных и организационных мероприятий и создания необходимых правовых рамок, определённых исследованием. Поскольку выполнение этих условий, вероятно, потребует длительного времени, синхронное объединение должно рассматриваться как долгосрочная перспектива. Для построения совместной, крупнейшей в мире рыночной платформы для торговли электроэнергией между синхронными зонами УСТЕ и ЕЭС/ОЭС также может быть рассмотрено создание несинхронных связей, что, однако, требует проведения отдельных исследований заинтересованными сторонами».

1.3. Тарифы на электроэнергию

Тариф – система ставок, по которой осуществляется оплата полученной ЭЭ между ее поставщиками и потребителями.

Структура тарифа на ЭЭ включает следующие укрупненные показатели:

- налоги, сборы и другие обязательные платежи;
- затраты на оплату труда;
- затраты на топливо и покупную энергию;
- затраты на обеспечение надежности энергоснабжения;
- прочие затраты.

Основные требования к тарифам:

- тарифы должны отражать все виды затрат, связанные с производством, передачей и распределением энергии, а также планируемые отчисления и накопления для дальнейшего развития энергетики;
- должны быть дифференцированы по времени суток, дням недели и сезонам года;
- должны способствовать снижению затрат, связанных с производством и использованием энергии;
- должны стимулировать потребителей снижать нагрузку в часы пик и повышать ее в часы ночных провалов графика нагрузки;
- по возможности, должны обеспечивать простоту измерений энергии и расчетов с потребителями.

Основой расчетов по обоснованию и регулированию тарифов на электрическую энергию (мощность) является баланс электрической энергии (мощности) энергоснабжающей организации, разработанный исходя из утвержденного Федеральной комиссией баланса производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам открытого рынка электрической энергии и мощности (ОРЭ).

Утвержденный баланс производства и поставок электрической энергии (мощности) в рамках ЕЭС России по субъектам ОРЭ является обязательным

при установлении региональными энергетическими комиссиями тарифов на электрическую энергию и мощность.

В качестве основного фактора, определяющего величину тарифной ставки, принимается уровень напряжения в точке подключения потребителя к электрической сети энергоснабжающей организации.

Тарифы по уровням напряжения дифференцируются по *следующим группам потребителей*:

- потребители, получающие ЭЭ от генераторного напряжения электростанций энергосистемы;
- потребители, получающие ЭЭ по высокому напряжению 110 кВ и выше;
- по среднему первому напряжению 35 кВ;
- по среднему второму напряжению 6-10 кВ;
- по низкому напряжению (НН) 0,4 кВ.

Кроме этого, учитывается режим использования потребителями различных категорий заявленной максимальной электрической мощности (значения плотности индивидуальных графиков нагрузки потребителей).

Различают следующие виды тарифов.

Одноставочный тариф (тариф по счетчику электроэнергии) предусматривает плату Π только за ЭЭ в киловатт-часах, учтенную счетчиками:

$$\Pi = \mathcal{E} \cdot b, \quad (1.1)$$

где b – тарифная ставка за 1 кВт·ч потребленной ЭЭ;

\mathcal{E} – количество потребленной энергии, учтенной счетчиками.

Эта система тарифов широко используется при расчетах с населением и другими непромышленными потребителями.

Двухставочный тариф с основной ставкой за мощность присоединенных электроприемников, предусматривает плату за суммарную мощность присоединенных электроприемников $R_{\text{п}}$ и плату за потребленную ЭЭ в киловатт-часах, учтенную счетчиками:

$$\Pi = P_{\Pi} \cdot a + \mathcal{E} \cdot b, \quad (1.2)$$

Двухставочный тариф с основной ставкой за мощность потребителя, участвующую в максимуме энергосистемы. Этот тариф учитывает не вообще максимальную мощность потребителя, за заявленную им единовременную мощность, участвующую в максимуме энергосистемы $P_{з.макс}$. Таким образом, если максимум нагрузки электроэнергетической системы (ЭЭС) имеет место, например, между 8-10 и 19-20 ч изаявленная мощность равна $P_{з.макс}$, то оплате подлежит сумма, равная, $a \cdot P_{з.макс}$, где a – основная ставка за 1 кВт, участвующий в максимуме ЭЭС. Помимо указанной основной ставки предусматривается дополнительная ставка за энергию в киловатт-часах, учтенную счетчиками.

В случае превышения установленной в договоре мощности, участвующей в максимуме ЭЭС, основная плата исчисляется по фактической мощности, но, как правило, в виде штрафа по повышенной ставке $a' > a$.

Рассмотренный тариф может предусматривать дифференцирование дополнительной платы со сниженной ставкой за энергию, потребленную в часы минимальных нагрузок ЭЭС (обычно в часы ночного провала графика). В этом случае платежи за ЭЭ определяются по выражению:

$$\Pi = a \cdot P_{з.макс} + (\mathcal{E} - \mathcal{E}_H) \cdot b_2 + \mathcal{E}_H \cdot b_1, \quad (1.3)$$

где: \mathcal{E}_H – энергия, потребленная в часы минимальных нагрузок ЭЭС;

\mathcal{E} – общее потребление энергии; b_1 – дополнительная плата за энергию, потребленную в часы минимальных нагрузок; $b_2 > b_1$ – дополнительная плата за энергию, потребленную в течение других часов суток.

Одноставочный тариф, дифференцированный по времени суток, дням недели, сезонам года, предусматривает ставку только за энергию, учтенную счетчиками, но при разных дифференцированных ставках. Обычно предусматриваются следующие три ставки:

- за энергию, потребленную в часы утреннего и вечернего максимумов b_3 ;
- в часы полупиковой нагрузки b_2 ;
- в часы ночного провала нагрузки b_1 , причем $b_3 > b_2 > b_1$.

Платежи за энергию определяются по выражению:

$$\Pi = \Theta_1 b_1 + \Theta_2 b_2 + \Theta_3 b_3 = \Theta_1 b_1 + (\Theta - \Theta_1 - \Theta_3) b_2 + \Theta_3 b_3, \quad (1.4)$$

где $\Theta = \Theta_1 + \Theta_2 + \Theta_3$ – общее потребление энергии;

Θ_3 – энергия, потребленная в часы максимума ЭЭС;

Θ_2 – энергия, потребленная в полупиковой зоне;

Θ_1 – энергия, потребленная в часы ночного провала графика нагрузки ЭЭС.

Средняя стоимость 1 кВт·ч будет равна:

$$b' = \frac{b_1 \cdot \dot{Y}_1}{\dot{Y}} + \frac{b_2 \cdot (\dot{Y} - \dot{Y}_1 - \dot{Y}_3)}{\dot{Y}} + \frac{b_3 \cdot \dot{Y}_3}{\dot{Y}}, \quad (1.5)$$

Одноставочный тариф на ЭЭ с платой за отпущенное количество энергии.

Поскольку перспективные годовые потребления ЭЭ прогнозируются достаточно точно, то суммарная плата за пользование электроэнергией покрывает все расходы ЭЭС и обеспечивает плановые накопления.

Система одноставочных тарифов стимулирует потребителя сокращать непроизводительный расход ЭЭ, создавать наиболее рациональные системы электроснабжения и режимы работы ЭП, поскольку это приводит к снижению издержек данного предприятия. Однако отсутствие дифференциации стоимости ЭЭ по зонам времени не стимулирует потребителя снижать нагрузку в часы максимума энергосистемы и повышать в часы ночных провалов, т.е. не способствует выравниванию графика нагрузки ЭЭС.

1.4. Рынок электроэнергии

Основные этапы развития рынка электроэнергии. Электроэнергетика возникла в 80-х годах XIX века, когда были построены первые небольшие электростанции на постоянном токе низкого напряжения для электроснабжения отдельных потребителей. Ввиду очевидных достоинств применения ЭЭ для освещения помещений и улиц, а также постоянно расширяющихся областей ее применения (электротранспорт, отопление, связь и т.д.) этот период

ознаменовался быстрым ростом числа небольших изолированно работающих электростанций с собственными электрическими сетями, проложенными к их потребителям. Таким образом, электроэнергетические компании изначально были вертикально-интегрированными структурами, осуществляющими производство, передачу и поставку ЭЭ.

Высокие удельные потери ЭЭ при ее передаче на низком напряжении ограничивали дальность передачи ЭЭ несколькими километрами, что обусловило в этот период строительство электростанций преимущественно в крупных городах с их компактно расположенными потребителями и жесткую конкуренцию между производителями за потребителей.

Расположенные по соседству потребители могли получать ЭЭ от разных электростанций, принадлежащих разным производителям, и улицы многих городов оказывались опутанными проводами воздушных ЛЭП (кабели для подземной прокладки сетей стали применяться позднее).

Следующий этап развития электроэнергетики пришелся на конец XIX – начало XX века, когда были изобретены и начали применяться трехфазные электрические машины (генераторы и двигатели) и трансформаторы. Это позволило строить электростанции в местах расположения первичных источников энергии (гидроэнергия рек, уголь), выдавать с них ЭЭ на повышенном напряжении, передавать ее на большие расстояния до местонахождения потребителей и трансформировать ее в низкое напряжение, требующееся для электропитания потребителей. Это также позволило обеспечивать ЭЭ малые города и сельские населенные пункты и положило начало созданию энергосистем.

Одновременно шел процесс объединения и слияния небольших независимых компаний, вызванный снижением прибыли из-за жесткой конкуренции, возможностью снижения издержек за счет отказа от прокладки параллельных ЛЭП, присущим электроэнергетике положительным эффектом масштаба и усиливающейся критикой со стороны городских властей и

общественности из-за неопрятного вида улиц, опутанных многочисленными проводами.

В целях упорядочения деятельности электроснабжающих компаний городские власти стали практиковать предоставление отдельным компаниям привилегии (концессии) обеспечивать ЭЭ те или иные районы города или отдельные участки электрохозяйства города (электротранспорт, электроосвещение и т.д.). Однако сроки действия концессии часто были непродолжительными, что не устраивало ни энергоснабжающие компании, ни их инвесторов.

Указанные выше обстоятельства послужили причиной того, что вначале в США в 1907 году, а затем и в других странах, начали приниматься законодательные акты, устанавливающие, что электроснабжение отдельных населенных пунктов и регионов является естественной монополией, подлежащей государственному (общественному) регулированию. Целью регулирования было установление специально созданными комиссиями тарифов на услуги компаний монополистов, рассчитанных на основе их издержек плюс разумная прибыль. Такой подход устраивал энергетические компании, поскольку позволял им сократить издержки, связанные с конкуренцией, устранить риск непродления концессии и, следовательно, привлекать инвестиции на более выгодных условиях. Устраивал он и потребителей, поскольку отсутствие конкуренции снижало общественные издержки за счет прекращения строительства дублирующих элементов энергосистем, а государственное регулирование не позволяло монополистам получать чрезмерно высокую прибыль.

Дальнейшее развитие электроэнергетики во всех странах вплоть до последней трети XX века преимущественно происходило в условиях низкой инфляции и ознаменовалось следующими процессами: продолжалось дальнейшее слияние и укрепление отдельных независимых компаний, что позволяло за счет положительного эффекта масштаба сокращать издержки, а за счет концентрации денежных средств и привлечения инвесторов, проявлявших

в этот период большой интерес к быстро развивающейся отрасли, совершенствовать технологию производства, передачи и распределения ЭЭ. Это давало возможность строить новые все более мощные электростанции и ЛЭП все более высокого напряжения; увеличение единичной мощности генерирующих установок и повышение напряжения ЛЭП позволили постоянно снижать удельные издержки на производство и передачу ЭЭ за счет повышения эффективности электростанций и снижения потерь при передаче.

По этой причине цены (тарифы) на ЭЭ оставались стабильными, а относительно цен на большинство других потребительских товаров даже снижались. Это создало условия для обеспечения ЭЭ все большего круга потребителей и расширения сфер ее промышленного и бытового применения.

В западных странах, особенно в США, электроэнергетика в начале этого периода сформировалась в виде двух основных видов вертикально-интегрированных структур – муниципальных компаний и компаний, принадлежащих инвесторам.

Первые из них были регулируемы естественными монополиями, обеспечивавшими ЭЭ тот или иной населенный пункт, вторые продавали вырабатываемую ими ЭЭ, как правило, близлежащим муниципальным компаниям и также регулировались государством. Межрегиональные электрические связи в большинстве стран были развиты слабо.

В странах социалистического лагеря, и, в первую очередь, в СССР электроэнергетика развивалась в сторону все большей интеграции – от отдельных региональных энергосистем к объединенным энергосистемам нескольких регионов и единой энергосистеме страны. Важным следствием процесса интеграции в этих странах стало создание развитых межсистемных электрических сетей, позволяющих передавать большие потоки ЭЭ между энергосистемами и регионами.

В западных странах с начала 70-х и вплоть до 90-х годов прошлого века, характеризовавшихся высокими темпами инфляции, имели место следующие процессы: происходил постоянный и существенный рост постоянных и

переменных издержек энергетических компаний, стремившихся возместить все свои издержки через тарифы. Это, естественно, вело к росту цен на ЭЭ и вызывало недовольство потребителей, многие из которых причину роста цен усматривали в неэффективности регулирования. К этому же периоду относится усиление критики энергетических компаний и государственных органов: за строительство атомных станций – из-за их высокой стоимости и проблем безопасности, гидроэлектростанций – из-за затопления больших массивов плодородной земли и проблем судоходства и крупных угольных электростанций – из-за загрязнения окружающей среды. По мнению критиков, принятие соответствующего законодательства и переход на рыночные отношения способны были ослабить эти **негативные явления**:

- потребление ЭЭ перестало расти прежними темпами и практически стабилизировалось из-за перехода на новые энергосберегающие технологии, в то время как из-за привлекательности отрасли для инвесторов повсеместно имелся неоправданный избыток генерирующих мощностей, оплачиваемых в итоге потребителями;
- в ряде стран имели место крупные системные аварии и в целях повышения надежности работы отдельных энергосистем повсеместно стали строиться межсистемные ЛЭП, что сделало возможным торговлю ЭЭ между энергосистемами.

Все эти процессы и соображения, а также замедление роста положительного эффекта масштаба в отрасли и, в первую очередь, в генерации, поставили в повестку дня вопрос об отказе от монополии и переходе к дерегулированию и конкуренции в тех сферах деятельности, где это было целесообразно сделать. Таковыми в электроэнергетике являются производство ЭЭ и ее поставка, в то время как передача и распределение, по очевидным причинам, в любом случае являются естественными монополиями.

Дополнительным обстоятельством, позволившим либерализовать отношения на рынке ЭЭ, стал достигнутый к этому времени качественно новый уровень информационных технологий и средств измерения и связи,

необходимый для передачи и обработки увеличенного объема информации, вызываемого усложнением отношений участников рынка.

В связи со сказанным выше, в начале 90-х годов прошлого столетия в ряде стран (Великобритания, отдельные штаты США, страны Скандинавии и некоторые другие) были проведены реформирование и реструктуризация электроэнергетики, предусматривающих дерегулирование отрасли и переход к конкуренции.

Дополнительным импульсом к дерегулированию электроэнергетики в странах Евросоюза стали директива Европарламента, принятая в 1998 году и направленная на создание единого, как и в отношении других товаров, рынка ЭЭ и проведенная в ряде стран (Великобритания, Чили) приватизация основных объектов электроэнергетики. В итоге, в настоящее время уже несколько десятков стран перешли или переходят к дерегулированию и конкуренции на рынке электроэнергии. Начался этот процесс и в республиках бывшего СССР.

Основные принципы функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности).

С 1 сентября 2006 года постановлением Правительства Российской Федерации введены новые правила функционирования оптового рынка электроэнергии (мощности). Новые правила работы оптового рынка меняют всю систему взаимоотношений покупателей и поставщиков электрической энергии и мощности.

На оптовом рынке поставщиками электроэнергии являются генерирующие компании и импортеры электроэнергии. В роли покупателей выступают:

- потребители, покупающие ЭЭ для удовлетворения собственных производственных нужд;
- сбытовые компании (включая гарантирующих поставщиков), приобретающие ЭЭ с целью дальнейшей перепродажи конечным потребителям и действующие от своего имени;

- экспортеры (операторы экспорта) электроэнергии – организации, осуществляющие деятельность по покупке электрической энергии с отечественного оптового рынка в целях экспорта в зарубежные энергосистемы. Согласно Постановлению, вместо регулируемого сектора и сектора свободной торговли на оптовом рынке внедряется система регулируемых договоров между продавцами и покупателями ЭЭ. Договоры называются регулируемыми, поскольку цены на ЭЭ в рамках этих договоров регулируются Федеральной службой по тарифам.

В 2006 году регулируемые договоры заключались до окончания года. Начиная с 2007 года, продавцам и покупателям оптового рынка предоставлено право заключать долгосрочные регулируемые договоры (от 1 года). Переход участников на долгосрочные двусторонние отношения в условиях либерализации рынка обеспечивает прогнозируемость стоимости электрической энергии (мощности) в среднесрочной и долгосрочной перспективе, что является залогом инвестиционной привлекательности электроэнергетики.

В 2006 году регулируемые договоры заключались на полные объемы производства и потребления ЭЭ в соответствии с прогнозным балансом Федеральной службой по тарифам России на 2006 год. Начиная с 2007 года, объемы электрической энергии (мощности), продаваемые на оптовом рынке по регулируемым ценам, планомерно уменьшаются в соответствии с Постановлением Правительства РФ № 205 от 7 апреля 2007 года «О внесении изменений в некоторые акты Правительства Российской Федерации по вопросу определения объемов продажи электрической энергии по свободным (нерегулируемым) ценам».

Объемы электроэнергии, не покрытые регулируемыми договорами, продаются по свободным ценам. Таких способов торговли ЭЭ в новой модели оптового рынка два – это свободные двусторонние договоры и рынок “на сутки вперед”. В рамках свободных двусторонних договоров участники рынка сами определяют контрагентов, цены и объемы поставки. Основой рынка “на сутки

вперед” является конкурентный отбор ценовых заявок поставщиков и покупателей за сутки до реальной поставки ЭЭ с определением цен и объемов поставки на каждый час суток. Если происходит отклонение от запланированных за сутки вперед объемов поставки, участники покупают или продают их на балансирующем рынке.

Рынок “на сутки вперед” в целом заменяет существовавший в прежней модели сектор свободной торговли – отличие состоит в том, что во вводимом рынке “на сутки вперед” участники подают заявки на полные объемы производства и потребления (на ранее действовавшем секторе свободной торговли – 15 % объемов производства для поставщиков и 30 % потребления для покупателей). Существенно, что результаты такого аукциона ценовых заявок являются основой для планирования Системным оператором режимов производства и потребления электроэнергии – загружаются в первую очередь наиболее экономически эффективные генерирующие мощности.

Для снижения рисков манипулирования ценами на оптовом рынке вводится система стимулирования участников к подаче конкурентных ценовых заявок – в соответствии с правилами торговли, в первую очередь будут удовлетворяться заявки на поставку ЭЭ с наименьшей ценой. Порядок выявления случаев неконкурентного поведения (установление завышенных цен на ЭЭ, попытки генерирующих компаний “увести” с оптового рынка часть своих мощностей) будет установлен Федеральной антимонопольной службой России.

Изменения в системе регулируемого ценообразования также направлены на формирование в отрасли привлекательной инвестиционной среды. Вместо используемого прежде метода экономически обоснованных расходов, в условиях действия регулируемых договоров, начиная с 2008 года, для установления тарифов на электрическую энергию и мощность поставщиков будет использоваться метод индексации. Тарифы поставщиков будут рассчитываться методом индексации тарифов 2007 года, учитывающим уровень фактической, а не прогнозной инфляции.

Особым сектором нового оптового рынка является торговля мощностью, которая осуществляется в целях обеспечения надежной и бесперебойной поставки ЭЭ. До введения новых правил оптового рынка поставщики получали оплату 85 % от установленной мощности генерирующего оборудования, а покупатели оплачивали эту мощность в составе одноставочного тарифа на ЭЭ. Теперь мощность и электроэнергия оплачиваются отдельно. При продаже мощности у поставщиков появляются обязательства по поддержанию их генерирующего оборудования в постоянной готовности к выработке электрической энергии. Эти обязательства заключаются в соблюдении поставщиком заданного Системным оператором режима работы генерирующего оборудования, включая соблюдение выбранного Системным оператором состава оборудования и его параметров, в участии генерирующего оборудования в регулировании частоты в сети и т.д. Стоимость мощности напрямую зависит от выполнения обязательств генерирующими компаниями, и у них появляется прямой финансовый стимул соблюдать все предъявляемые требования. Такие механизмы введены для страхования рисков снижения текущей надежности в работе энергосистемы.

1.5. Общие требования к системам электроснабжения

Системы электроснабжения промышленных предприятий должны удовлетворять следующим требованиям:

- экономичности;
- надежности электроснабжения;
- безопасности и удобства эксплуатации;
- обеспечения надлежащего качества электрической энергии;
- гибкости системы, дающей возможности дальнейшего развития;
- максимального приближения источников питания к электроустановкам потребителей и др.

Система электроснабжения промышленного предприятия должна, как правило, выбираться на основе технико-экономического

сравнения сопоставимых вариантов по минимуму дисконтированных затрат.

При построении системы электроснабжения следует учитывать категорию приемников электроэнергии. При определении категории следует руководствоваться требованиями ПУЭ. При этом не следует допускать необоснованного отнесения электроприемников к более высокой категории. Электроприемники, отделения цехов разной категории следует рассматривать, как объекты с разными условиями резервирования.

Надежность электроснабжения потребителя обеспечивается выполнением требуемой степени резервирования. Электроприемники первой и второй категории должны иметь резервные источники питания. Резервирование необходимо для продолжения работы основного производства в послеаварийном режиме. Питание электроприемников третьей категории не требует резервирования.

В соответствии с ПУЭ для электроприемников первой категории должны предусматриваться два независимых взаимно резервируемых источника питания.

Необходимо выявлять из числа электроприемников первой категории наиболее ответственные (особая группа приемников первой категории), для них предусматривается третий независимый источник питания. В качестве третьего источника питания для особой группы и в качестве второго независимого источника питания для остальных электроприемников первой категории могут быть использованы собственные электростанции или электростанции энергосистемы (в частности шины генераторного напряжения), агрегаты бесперебойного питания, аккумуляторные батареи и т.п. Завышение мощности третьего источника в целях его использования для продолжения работы производства при отключении двух основных независимых источников

питания может быть допущено только при выполнении в проекте технико-экономического обоснования.

Схема электроснабжения электроприемников особой группы первой категории должна обеспечивать:

- постоянную готовность третьего независимого источника к включению и автоматическое его включение при исчезновении напряжения на обоих основных источниках питания;

- перевод независимого источника питания в режим горячего резерва при выходе из строя одного из двух основных источников питания. В обоснованных случаях может быть допущено ручное включение третьего независимого источника питания.

Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервируемых источников питания. Ко второй категории следует относить только такое технологическое оборудование, без которого невозможно продолжение работы основного производства на время послеаварийного режима.

Для правильного решения вопросов надежности необходимо различать аварийный и послеаварийный режимы работы. Систему электроснабжения нужно строить таким образом, чтобы она в послеаварийном режиме обеспечивала функционирование основных производств предприятия после необходимых переключений. Мощности независимых источников питания в послеаварийном режиме определяются из требуемой степени резервирования системы. При этом используются все дополнительные источники и возможности резервирования.

Схема электроснабжения должна обеспечивать требуемое качество электрической энергии в соответствии с ГОСТ Р 54149 - 2010 "Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения". На промышленных предприятиях могут быть установлены электроприемники с резкопеременными графиками нагрузок (приводы прокатных станов, дуговые электрические печи), однофазные

электроприемники (электротермические и сварочные установки, освещение), электроприемники, нарушающие синусоидальность токов и напряжений (преобразователи всех типов, дуговые электрические печи и т.п.). Это приводит к возникновению колебаний напряжения, к нарушению симметрии токов и напряжений, к появлению высших гармонических составляющих токов и напряжений. Снижение качества электрической энергии приводит к дополнительным потерям энергии, уменьшает пропускную способность электрических сетей, приводит к сокращению срока службы электрооборудования, электрических машин, конденсаторных установок и т.д.

Решение проблемы качества электрической энергии может быть достигнуто:

- для электроприемников с резкопеременной нагрузкой - применением повышенных напряжений в питающих и распределительных сетях и приближением источников питания к электроприемникам;

- уменьшением реактивного сопротивления элементов схемы от источников питания до электроприемников с резкопеременной нагрузкой;

- включением на параллельную работу вторичных обмоток трансформаторов, питающих резкопеременную нагрузку;

- применением глубоких вводов напряжением 35 кВ и выше для питания крупных дуговых электропечей, главных электроприводов прокатных станов, преобразовательных установок большой мощности и т.д., или питание таких электроприемников от отдельных линий непосредственно от энергосистем, от ГПП или ПГВ;

- применением симметрирующих устройств, фильтров высших гармоник, быстродействующих синхронных компенсаторов для выравнивания графиков электрических нагрузок и других мероприятий, уменьшающих "вредное" воздействие электроприемников на системы электроснабжения.

Трансформаторные и распределительные подстанции следует максимально приближать к электроустановкам потребителей электроэнергии, сокращая число ступеней трансформации за счет внедрения

глубоких вводов, повышенных напряжений питающих и распределительных сетей, дальнейшего развития принципа "разукрупнения" подстанций, внедрения магистральных токопроводов.

1.6. Источники питания и пункты приема электроэнергии

Основными источниками питания большинства предприятий являются электростанции (в том числе шины генераторного напряжения), собственные ТЭЦ и районные подстанции энергосистем. Выбор независимых источников питания осуществляет энергоснабжающая организация, которая в технических условиях на присоединение указывает их характеристики.

С начала 90-х годов в энергосистемах наметилась тенденция питания потребителей с шин районных подстанций на напряжениях 110-220 кВ. Это диктуется стремлением гальванически развязать сети генераторов и потребителей для исключения влияния различного рода повреждений в сети потребителя на работу генераторов. На многих строящихся электростанциях вообще не предусматриваются распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ, предназначенные для потребителей электроэнергии, вся мощность передается на напряжениях 110 и 220 кВ к ближайшим районным подстанциям. Строительство собственных ТЭЦ на предприятиях также считается невыгодным. Такие решения экономически оправданы для энергокомпаний, но могут существенно снизить надежность электроснабжения потребителей.

В соответствии с нормативными требованиями, определенными в ПУЭ, питание потребителей первой категории допускается производить от двух секций или систем шин одной районной подстанции. Такие решения в настоящее время широко используются в практике проектирования многих промышленных предприятий, но являются недостаточно надежными. Разработчику проекта электроснабжения рекомендуется обратить особое внимание на ряд факторов, определяющих бесперебойность питания электроприемников при аварийном отключении одного из независимых источников питания:

- установившееся значение напряжения на оставшемся источнике питания в послеаварийном режиме должно быть не менее 0,9 номинального напряжения;

- при аварийном отключении одного из источников питания и действии релейной защиты и автоматики на оставшемся источнике питания может иметь место кратковременное снижение напряжения. Если значение провала напряжения и его длительность таковы, что вызывают отключение электроприемников на оставшемся источнике питания, то эти источники питания не могут считаться независимыми. Значение оставшегося напряжения на резервирующем источнике питания должно быть не менее 0,7 номинального напряжения.

Для повышения надежности электроснабжения предприятий с потребителями первой категории большой мощности необходимо предусматривать два территориально независимых источника питания.

Число независимых источников питания, обеспечивающих электроснабжение предприятия с электроприемниками первой и второй категорий, может быть принято в обоснованных случаях больше двух, например, при протяженных линиях электропередачи, прокладываемых в неблагоприятных условиях, при недостаточной надежности одного из независимых источников питания и т.д.

Сооружение собственных электростанций целесообразно в следующих случаях:

- при значительной потребности предприятия в паре и горячей воде;
- при наличии на предприятии отходного топлива (газа и т.п.) и целесообразности его использования для электростанции;
- при значительной удаленности или недостаточной мощности энергосистемы;
- при наличии "особых групп" электроприемников с повышенными требованиями к бесперебойности питания, когда собственный источник питания необходим для резервирования электроснабжения.

Мощность собственного источника зависит от его назначения и может колебаться в очень широких пределах. Размещение собственной электростанции определяется общей схемой электроснабжения и теплоснабжения предприятия, неудачное ее расположение может привести к удлинению и удорожанию электрических и тепловых сетей.

Электростанция, используемая в качестве собственного источника питания, должна быть электрически связана с ближайшими электрическими сетями энергосистемы. Связь может осуществляться либо непосредственно на генераторном напряжении, либо на повышенном напряжении через трансформаторы связи.

От источника питания электроэнергия поступает на **пункт приема электроэнергии**. Пунктом приема называется электроустановка, служащая для приема электроэнергии от источника питания и распределяющая (или преобразующая и распределяющая) ее между отдельными цехами и потребителями электроэнергии. Количество и вид пунктов приема определяются в зависимости от мощности предприятия, территориального расположения нагрузок, требований надежности электроснабжения, очередности строительства предприятия и других факторов.

На промышленных предприятиях пунктами приема электроэнергии могут быть:

- узловые распределительные подстанции напряжением 110 кВ и выше, предназначенные для распределения электроэнергии на крупных предприятиях между подстанциями глубокого ввода;
- главные понизительные подстанции напряжением 35 кВ и выше (одна или несколько);
- подстанции глубокого ввода 35 кВ и выше в случаях, когда их питание осуществляется от подстанций энергосистемы;
- центральные распределительные подстанции или распределительные подстанции при одинаковом напряжении питающей и распределительной сети предприятия;

- трансформаторные подстанции (ТП) напряжением 6-20 кВ на предприятиях с небольшой электрической нагрузкой.

Условно все предприятия в зависимости от суммарной установленной мощности приемников электрической энергии можно разделить на три группы:

- крупные, с установленной мощностью более 75 МВт;
- средние, с установленной мощностью от 5 до 75 МВт;
- малые, с установленной мощностью до 5 МВт.

Для крупных энергоемких предприятий с электрической нагрузкой порядка 100-150 МВт и выше в качестве пунктов приема электроэнергии могут быть использованы узловые распределительные подстанции напряжением 110-500 кВ. Целесообразность сооружения УРП рассматривается совместно с энергоснабжающей организацией в случаях, когда на проектируемом предприятии намечается сооружение нескольких ГПП или ПГВ. При этом учитывается возможность питания от узловых распределительных подстанций других промышленных предприятий и прочих объектов, размещаемых в данном районе. В большинстве случаев узловые распределительные подстанции напряжением 220-500 кВ совмещаются с трансформаторными подстанциями 220-500/110-220 кВ. УРП осуществляют прием и распределение электроэнергии на напряжениях 220-500 кВ, а трансформаторная подстанция - частичную трансформацию электроэнергии и распределение ее по промышленному предприятию и другим потребителям на напряжениях 110-220 кВ.

При напряжении питающей сети энергосистемы 110-220 кВ и целесообразности сооружения узловых распределительных подстанций для питания нескольких ГПП или ПГВ, функции УРП состоят в приеме и распределении электроэнергии на напряжении 110-220 кВ без ее трансформации.

Узловые распределительные подстанции чаще всего находятся в ведении энергоснабжающей организации, поэтому они размещаются, как

правило, вне площадки промышленного предприятия, но в непосредственной близости от него. В тех случаях, когда узловые распределительные подстанции предназначаются для питания нескольких подстанций глубокого ввода одного предприятия, может быть рассмотрена возможность размещения узловых распределительных подстанций на территории предприятия. Их эксплуатация в этом случае должна осуществляться персоналом промышленного предприятия.

Для предприятий с электрической нагрузкой, составляющей десятки мегаватт, пунктами приема электроэнергии могут быть главные понизительные подстанции, подстанции глубокого ввода, распределительные подстанции 6-10 кВ.

Количество пунктов приема электроэнергии на промышленном предприятии определяется рядом факторов. Системы электроснабжения с одним приемным пунктом следует применять, как правило, при отсутствии специальных требований к надежности питания и при компактном расположении нагрузок.

Системы электроснабжения с двумя пунктами приема следует применять:

- при повышенных требованиях к надежности питания электроприемников первой категории;
- при наличии на объекте двух или более относительно мощных и обособленных групп потребителей;
- при поэтапном развитии предприятия в тех случаях, когда для питания нагрузок второй очереди целесообразно сооружение отдельного приемного пункта электроэнергии;
- если это экономически целесообразно.

Системы электроснабжения с тремя и более приемными пунктами требуют технико-экономического обоснования.

ГЛАВА II. СХЕМЫ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

2. 1. Общие сведения

Система электроснабжения объекта состоит из питающих, распределительных, трансформаторных и преобразовательных подстанций и связывающих их кабельных и воздушных сетей, а также токопроводов.

Схемы электрических соединений электроустановок выполняются для первичных и вторичных цепей.

К первичным цепям относятся главные цепи электроустановок, по которым электрическая энергия подается к потребителям; их схемы выполняются однолинейными и трехлинейными.

В однолинейных схемах три фазы установки и ее оборудование условно изображаются для одной фазы. На трехлинейных схемах указываются соединения для всех трех фаз, а также вторичные цепи. Полная схема получается громоздкой, поэтому она выполняется только для отдельных элементов установки.

К вторичным цепям относятся цепи, служащие для соединения вторичного электрооборудования - измерительных приборов, приборов и аппаратов управления и сигнализации, устройств релейной защиты и автоматики.

В данном разделе рассматриваются первичные цепи в однолинейном изображении.

2. 2. Выбор номинальных напряжений

Выбор напряжений участков электрической сети объекта определяется путем технико-экономического сравнения вариантов. При выборе окончательного проектного решения, принимаемого на основе сравнения вариантов, необходимо отдавать предпочтение варианту с более высоким напряжением. В большинстве случаев проектировщик определяет напряжения в пределах двух ближайших по шкале номинальных значений напряжения, для которых и проводится сравнение вариантов. В ряде случаев исходные данные

для проектирования приводят к однозначному определению номинального напряжения без детальных технико-экономических расчетов.

При выборе номинального напряжения внешнего участка сети принимаются во внимание существующие напряжения возможных источников питания энергосистемы, расстояние от этих источников до предприятия и нагрузка предприятия в целом.

В питающих и распределительных сетях небольших и средних предприятий и городов применяются номинальные напряжения 6 и 10 кВ. Как правило, следует применять напряжение 10 кВ как более экономичное, чем напряжение 6 кВ. Напряжение 6 кВ применяется при преобладании на объекте электроприемников с напряжением 6 кВ. В ряде случаев электроснабжение электроприемников с напряжением 6 кВ осуществляется по питающим линиям напряжением 10 кВ с последующей трансформацией на напряжение 6 кВ непосредственно для данных электроприемников.

Напряжение 660 В как внутрицеховое целесообразно на тех предприятиях, на которых по условиям расположения цехового технологического оборудования или окружающей среды нельзя или затруднительно приблизить цеховые трансформаторные подстанции к питаемым ими электроприемникам. Напряжение 660 В целесообразно также на предприятиях с ольшой удельной плотностью электрических нагрузок, концентрацией мощностей и большим числом двигателей мощностью 200...600 кВт. Наиболее целесообразно сочетание напряжения 660 В с первичным напряжением 10 кВ. Необходимо учитывать, что при применении напряжения 660 В возникает необходимость и в сетях напряжением 380 В для питания небольших электродвигателей и светотехнических установок. Наиболее широко применяется и является основным напряжением 380/220 В.

2. 3. Источники питания и требования к надежности электроснабжения

Электроснабжение объекта может осуществляться от собственной электростанции или энергетической системы.

Требования, предъявляемые к надежности электроснабжения от источников питания, определяются потребляемой мощностью объекта и его видом.

Приемники электрической энергии в отношении обеспечения надежности электроснабжения разделяются на несколько категорий.

Первая категория - электроприемники, перерыв электроснабжения, которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный экономический ущерб, повреждение дорогостоящего оборудования, расстройство сложного технологического процесса, массовый брак продукции. Примером электроприемников первой категории в промышленных установках могут быть электроприемники насосных станций противопожарных установок, системы вентиляции в химически опасных цехах, водоотливных и подъемных установок в шахтах и т.п. В городских сетях к первой категории относят центральные канализационные и водопроводные станции, АТС, радио и телевидение, а также лифтовые установки высотных зданий. Допустимый интервал продолжительности нарушения электроснабжения для электроприемников первой категории не более 1 мин.

Из состава электроприемников первой категории выделяется особая группа (нулевая категория) электроприемников, бесперебойная работа которых необходима для безаварийного останова производства с целью предотвращения угрозы для жизни людей, взрывов, пожаров и повреждения дорогостоящего оборудования. Например, к электроприемникам нулевой категории относятся операционные помещения больниц, аварийное освещение.

Вторая категория - электроприемники, перерыв электроснабжения которых приводит к массовым недоотпускам продукции, массовым простоям рабочих, механизмов. Допустимый интервал продолжительности нарушения электроснабжения для электроприемников второй категории не более 30 мин.

Примером электроприемников второй категории в промышленных установках являются приемники прокатных цехов, основных цехов машиностроения, текстильной и целлюлозно-бумажной промышленности.

Школы, детские учреждения и жилые дома до пяти этажей и т.п. обычно относят к приемникам второй категории.

Третья категория- все остальные электроприемники, не подходящие под определение первой и второй категорий. К этой категории относятся установки вспомогательного производства, склады неотчетливого назначения.

Электроприемники первой категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых источников питания, при отключении одного из них, переключение на резервный источник должно осуществляться автоматически. Согласно определению ПУЭ, независимыми источниками питания являются такие, на которых сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках, питающих эти электроприемники. Согласно ПУЭ к независимым источникам могут быть отнесены две секции или системы шин одной или двух электростанций или подстанций при соблюдении следующих условий:

- каждая из этих секций или систем шин питается от независимых источников;

- секции шин не связаны между собой или же имеют связь, автоматически отключающуюся при нарушении нормальной работы одной из секций шин.

Для электроснабжения электроприемников особой группы должен предусматриваться дополнительный третий источник питания, мощность которого должна обеспечивать безаварийную остановку процесса. При этом алгоритм работы трёх независимых источников следующий. При нормальном режиме, электроприёмники рассматриваемой категории получают питание от основного источника. При этом второй источник находится в «горячем резерве» и на его шинах имеется напряжение. Третий источник в это время находится в «холодном резерве», на его шинах напряжение отсутствует. При аварийном повреждении защита отключает основной источник, а средства АВР подключают нагрузку ко второму независимому источнику питания. Одновременно на шины третьего источника подается напряжение и он переводится в «горячий резерв».

Электроприемники второй категории рекомендуется обеспечивать от двух независимых источников питания, переключения можно осуществлять не автоматически.

Электроснабжение электроприемников третьей категории может выполняться от одного источника при условии, что перерывы электроснабжения, необходимые для ремонта и замены поврежденного оборудования, не превышают одних суток.

2.4. Схемы подключения источников питания

Электроснабжение от собственной электростанции (рис. 2.1). При расположении собственной электростанции вблизи от объектов и при совпадении напряжений распределительной сети и генераторов электростанции трансформаторы присоединяются к шинам распределительных устройств (РУ) электростанции или непосредственно, или с помощью линий электропередачи.

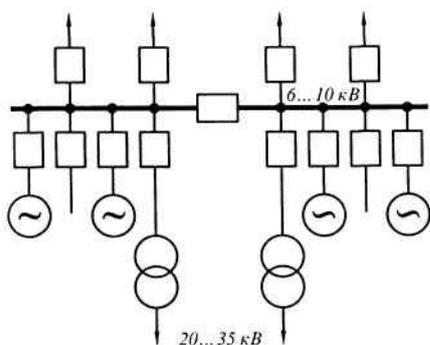


Рис. 2.3. Схема электроснабжения от электрической системы при напряжении 35...220кВ

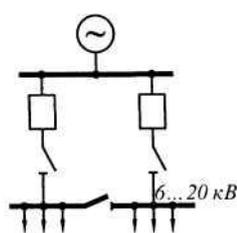


Рис. 2.1. Схема электроснабжения от собственной электростанции

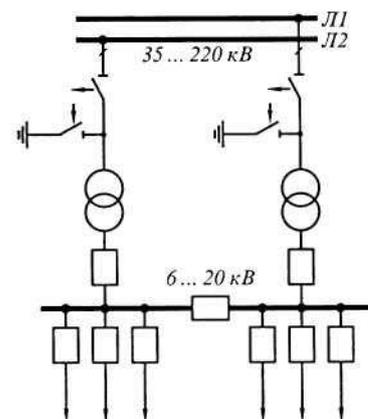


Рис. 2.2. Схема электроснабжения от электрической системы при напряжении 6...20 кВ

Электроснабжение от энергетической системы при отсутствии собственной электростанции (рис. 2.2 и 2.3). В зависимости от напряжения источника питания электроснабжение осуществляется двумя способами: по схеме, представленной на рис. 2, при напряжении 6...20 кВ; по схеме, представленной на рис. 3, при напряжении 35 ...330 кВ. В указанных и

приводимых далее схемах разъединители и реакторы не показаны. Схемы, представленные на рис. 2 и 3, применимы, если предприятие находится на расстоянии не более 5...10 км от подстанции системы.

2.5. Типы электроподстанций

Число и тип приемных пунктов электроэнергии (подстанций) зависят от мощности, потребляемой объектом электроснабжения, и характера размещения электропотребителей на территории объекта. При сравнительно компактном расположении потребителей и отсутствии особых требований к надежности электроснабжения вся электроэнергия от источника питания может быть подведена к одной трансформаторной (ТП) или распределительной подстанции (РП). При разбросанности потребителей и повышенных требованиях к бесперебойности электроснабжения питание следует подводить к двум и более подстанциям.

При близости источника питания к объекту и потребляемой им мощности в пределах пропускной способности линий напряжением 6 и 10 кВ электроэнергия подводится к распределительной подстанции РП или к главной распределительной подстанции (ГРП). РП служат для приема и распределения электроэнергии без ее преобразования или трансформации.

От РП электроэнергия подводится к ТП и к электроприемникам напряжением выше 1 кВ, т.е. в этом случае напряжения питающей и распределительной сети совпадают.

Если же объект потребляет значительную (более 40 МВ • А) мощность, а источник питания удален, то прием электроэнергии производится на узловых распределительных подстанциях или на главных понижающих подстанциях.

Узловой распределительной подстанцией (УРП) называется центральная подстанция объекта напряжением 35...220 кВ, получающая питание от энергосистемы и распределяющая ее по подстанциям глубоких вводов на территории объекта.

Главной понижающей подстанцией (ГПП) называется подстанция, получающая питание непосредственно от районной энергосистемы и распределяющая энергию на более низком напряжении (6 или 10 кВ) по объекту.

Подстанцией глубокого ввода (ПГВ) называется подстанция на напряжение 35...220 кВ, выполненная по упрощенным схемам коммутации на первичном напряжении, получающая питание непосредственно от энергосистемы или от УРП. ПГВ обычно предназначается для питания отдельного объекта (крупного цеха) или района предприятия.

2. 6. Принципы выбора схемы распределения электроэнергии

Система электроснабжения может быть выполнена в нескольких вариантах, из которых выбирается оптимальный. При его выборе учитываются степень надежности, обеспечение качества электроэнергии, удобство и безопасность эксплуатации, возможность применения прогрессивных методов электромонтажных работ.

Основные принципы построения схем объектов:

- максимальное приближение источников высокого напряжения 35...220 кВ к электроустановкам потребителей с подстанциями глубокого ввода, размещаемыми рядом с энергоемкими производственными корпусами;

- резервирование питания для отдельных категорий потребителей должно быть заложено в схеме и элементах системы электроснабжения. Для этого линии, трансформаторы и коммутационные устройства должны нести в нормальном режиме постоянную нагрузку, а в послеаварийном режиме после отключения поврежденных участков принимать на себя питание оставшихся в работе потребителей с учетом допустимых для этих элементов перегрузок;

- секционирование шин всех звеньев системы распределения энергии, а при преобладании потребителей первой и второй категории установка на них устройств АВР.

Схемы строятся по уровневому принципу. Обычно применяются два-три уровня. Первым уровнем распределения электроэнергии является сеть между источником питания объекта и ПГВ, если распределение производится при напряжении 110...220 кВ, или между ГПП и РП напряжением 6...10 кВ, если распределение происходит на напряжении 6...10 кВ.

Вторым уровнем распределения электроэнергии является сеть между РП (или РУ вторичного напряжения ПГВ) и ТП (или отдельными электроприемниками высокого напряжения).

На небольших и некоторых средних объектах чаще применяется только один уровень распределения энергии - между центром питания от системы и пунктами приема энергии (ТП или высоковольтными электроприемниками).

2.7. Схемы электрических сетей внутри объекта на напряжении 6... 10 кВ

Электрические сети внутри объекта выполняются по магистральным, радиальным или смешанным схемам.

Радиальные схемы распределения электроэнергии применяются в тех случаях, когда пункты приема расположены в различных направлениях от центра питания. Они могут быть двух- или одноступенчатыми. На небольших объектах и для питания крупных сосредоточенных потребителей используются одноступенчатые схемы. Двухступенчатые радиальные схемы с промежуточными РП выполняются для крупных и средних объектов с подразделениями, расположенными на большой территории. При наличии потребителей первой и второй категории РП и ТП питаются не менее чем по двум отдельно работающим линиям. Допускается питание электроприемников второй категории по одной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей.

При двухтрансформаторных подстанциях каждый трансформатор питается отдельной линией по блочной схеме линия - трансформатор. Пропускная способность блока в послеаварийном режиме рассчитывается исходя из категоричности питаемых потребителей.

При однострановых подстанциях взаимное резервирование питания небольших групп приемников первой категории осуществляется при помощи кабельных или шинных перемычек на вторичном напряжении между соседними подстанциями.

Вся коммутационная аппаратура устанавливается на РП или ГПП, а на питаемых от них ТП предусматривается преимущественно глухое присоединение трансформаторов. Иногда трансформаторы ТП присоединяются через выключатель нагрузки и разъединитель.

Радиальная схема с промежуточным РП, в которой выполнены указанные выше условия, приведена на рис. 2. 4.

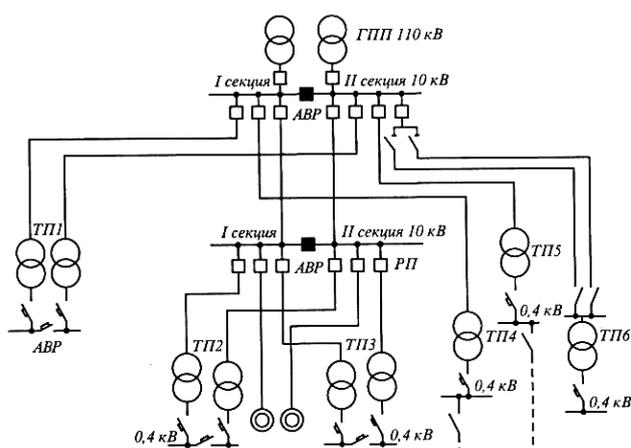


Рис. 2. 4. Радиальная схема электроснабжения

Радиальная схема питания обладает большой гибкостью и удобствами в эксплуатации, так как повреждение или ремонт одной линии отражается на работе только одного потребителя.

Магистральные схемы

напряжением 6...10 кВ

применяются при линейном («упорядоченном») размещении подстанций на территории объекта, когда линии от центра питания до пунктов приема могут быть проложены без значительных обратных направлений. Магистральные схемы имеют следующие преимущества: лучшую загрузку кабелей при нормальном режиме, меньшее число камер на РП. К недостаткам магистральных схем следует отнести усложнение схем коммутации при присоединении ТП и одновременное отключение нескольких потребителей, питающихся от магистрали, при ее повреждении.

Число трансформаторов, присоединяемых к одной магистрали, обычно не превышает двух-трех при мощности трансформаторов 1000...2500 кВ·А и четырех-пяти при мощности 250...630 кВ·А.

Магистральные схемы выполняются одиночными и двойными, с односторонним и двухсторонним питанием.

Одиночные магистрали без резервирования (рис. 2. 5, а) применяются в тех случаях, когда отключение одного потребителя вызывает необходимость по условиям технологии производства отключения всех остальных потребителей (например, непрерывные технологические линии). При кабельных магистралях их трасса должна быть доступна для ремонта в любое время года, что возможно при прокладке в каналах, туннелях и т.п. Надежность схемы с одиночными магистралями можно повысить, если питаемые ими однострансформаторные подстанции расположить таким образом, чтобы была возможность осуществить частичное резервирование по связям низкого напряжения между ближайшими подстанциями. На рис. 6 показана схема, на которой близко

расположенные трансформаторные подстанции питаются от разных одиночных магистралей с резервированием по связям на низком напряжении.

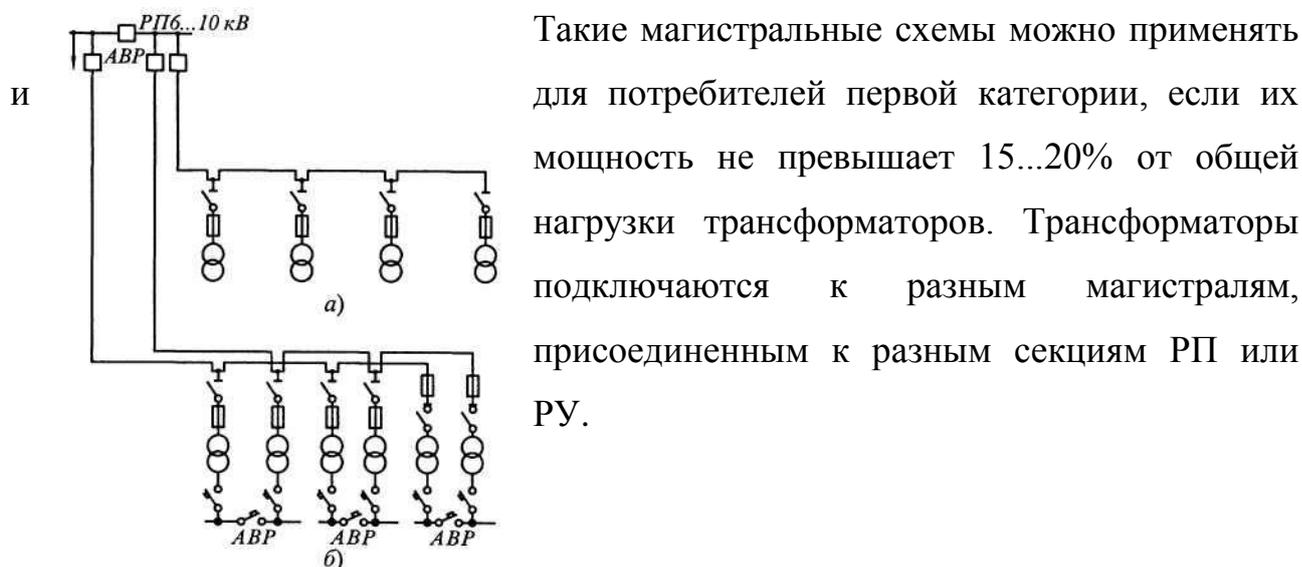


Рис. 2. 5. Магистральные схемы с односторонним питанием на предприятиях:
а - одиночные; б - двойные с резервированием на НН

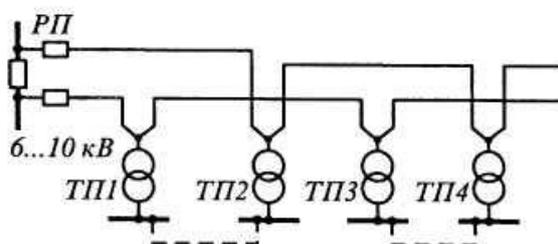


Рис. 2. 6. Схема одиночных магистралей с частичным резервированием по связям вторичного напряжения

Одиночные магистрали с глухими отпайками, т.е. без разъединителей на входе и выходе магистрали применяются главным образом на воздушных линиях. На кабельных линиях глухое присоединение может быть применено лишь для питания неответственных подстанций мощностью не выше 400 кВА.

Схемы с двойными («сквозными») магистралями (см. рис. 2.5, 2.6) применяются для питания ответственных и технологически слабо связанных между собой потребителей одного объекта. Установка разъединителей на входе и выходе линии магистрали не требуется.

На крупных предприятиях применяются два или три магистральных токопровода (рис. 2.7), прокладываемые по разным трассам через зоны размещения основных электрических нагрузок. На менее крупных предприятиях применяются схемы с одиночными двух цепными токопроводами. На ответвлениях от токопроводов к распределительным подстанциям устанавливаются реакторы для ограничения мощности короткого замыкания до величины отключаемой мощности выключателей типа ВМП. От каждого трансформатора питаются два токопровода перекрестно, т.е. разные цепи каждого токопровода питаются от разных трансформаторов.

Одиночные и двойные магистрали (рис. 2. 8) с двусторонним питанием («встречные» магистрали) применяются при питании от двух независимых источников, требуемых по условиям обеспечения надежности электроснабжения для потребителей первой и второй категории. При использовании в нормальном режиме обоих источников производится деление магистрали примерно посередине на одной из промежуточных станций. Секционные выключатели нормально разомкнуты и снабжены устройством АВР.

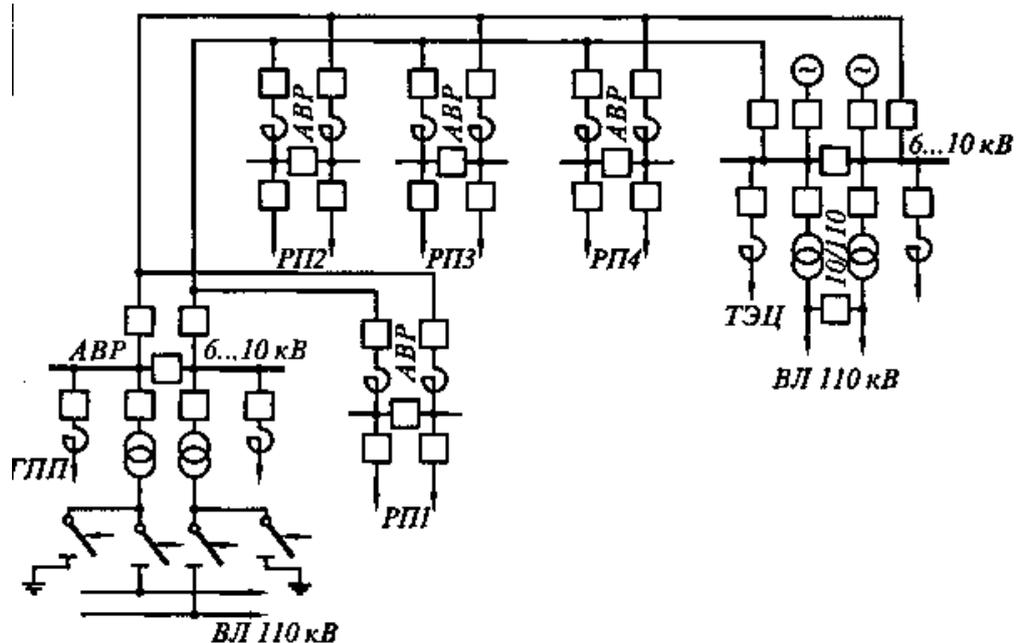


Рис. 2. 7. Магистральная схема распределения электроэнергии с применением мощных токопроводов

Смешанные схемы питания, сочетающие распределения электроэнергии, имеют наибольшее распространение на крупных объектах. Так, например, на первом уровне обычно применяются радиальные схемы. Дальнейшее распределение энергии от РП к цеховым ТП и двигателям высокого напряжения на таких объектах производится как по радиальным, так и по магистральным схемам.

Степень резервирования определяется категорийностью потребителей. Так, потребители первой категории должны обеспечиваться питанием от двух независимых источников. В качестве второго источника питания могут быть использованы не только секционированные сборные шины электростанций или подстанций, но также и перемычки в сетях на низшем напряжении, если они подают питание от ближайшего распределительного пункта, имеющего независимое питание с АВР.

Для особо ответственных потребителей, отнесенных к особой группе первой категории, должно предусматриваться электроснабжение принципы радиальных и магистральных систем от трех независимых источников. Каждый из двух основных источников должен полностью обеспечивать питание

потребителя, а третий независимый источник - иметь минимальную мощность для безаварийного останова производства. Третьим независимым источником может быть, например, дизельная станция, которая при отключении одного из двух независимых источников включается на холостой ход и находится в режиме «горячего» резерва. Во избежание перегрузки третьего источника предусматривается отключение остальных потребителей перед вводом третьего источника.

В крупных городах большое распространение получила распределительная сеть напряжением 6... 10 кВ, выполненная по петлевой схеме.

На рис. 2. 9 изображена петлевая линия, питающаяся от одного РП. В нормальном режиме петлевая линия разомкнута разъединителем Р-1 и каждая магистральная линия питается от РП независимо. При повреждении какого-либо участка на одной из линий автоматически отключается выключатель на головном участке В-1 или В-2 и прекращается питание всех потребителей, присоединенных к поврежденной линии. Найдя место повреждения, этот участок вручную отключают разъединителями, замкнув перемычку А - Б разъединителем Р-1, восстанавливают питание потребителей. Самым тяжелым случаем для такой линии будет повреждение в точке К, так как питание всей нагрузки в послеаварийном режиме будет осуществляться по одной линии. Электрооборудование должно проверяться на нагрев в послеаварийном режиме. Кроме того, при этих условиях необходимо проверить линию по потерям напряжения. Число трансформаторов, присоединяемых к одной линии, не должно быть более пяти-шести. Резервная перемычка должна находиться под напряжением и при разомкнутой схеме.

Принципиальная схема присоединения петлевой линии к двум РП изображена на рис. 2.10. Место размыкания линии может быть выбрано произвольно, но для получения минимальных потерь мощности желательно, чтобы оно было в точке токораздела. Каждая линия своими головными участками подключена к двум РП. Каждая часть линии от РП до токораздела питает определенное число ТП. На схеме видно, что к части линии Л-2 от РП-1

до токораздела Р4 подключены ТП-1 и ТП-2, а к части линии Л-2 от РП-2 до токораздела Р₄ подключена ТП-3. Таким образом, обе части линии Л-2 находятся постоянно под напряжением. При аварии на любом участке линии Л-2, например в точке К, релейная защита, установленная на РП-1, отключит выключатель

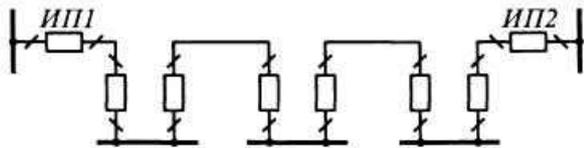


Рис. 2. 8. Магистральная схема встречная - с двусторонним питанием

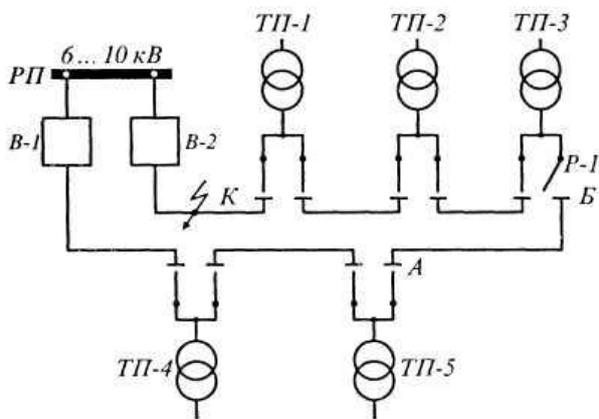


Рис 2.9. Схема петлевой распределительной линии напряжением 6... 10 кВ

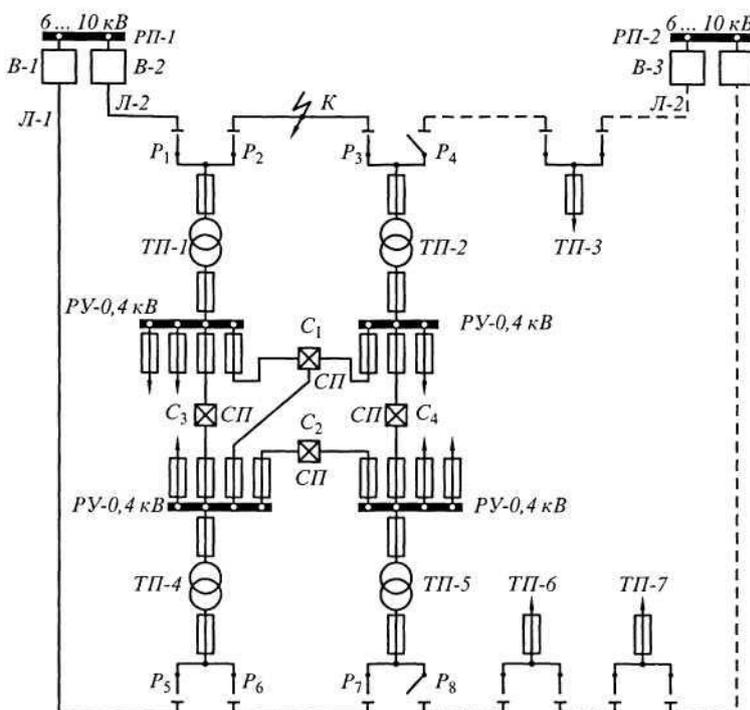


Рис. 2.10. Схема петлевой распределительной сети с резервированием на стороне НН

В-2 и подстанции, присоединенные к линии от РП-1 до токораздела Р₄, т.е. ТП-1 и ТП-2 прекратят подачу электроэнергии потребителям. Для восстановления питания ТП-1 и ТП-2 дежурный персонал городской электрической сети отключает аварийный участок линии разъединителями Р₂ и Р₃ и затем включает разъединитель Р₄, тем самым ТП-2 переводится на питание от РП-2. После ликвидации аварии на линии ТП-2 вновь будет получать питание от РП-1. Как видно из схемы, линии Л-1 и Л-2 резервируют трансформаторные подстанции со стороны линий напряжением 6...10 кВ. Однако при повреждении трансформатора в какой-либо ТП (в этом случае независимо от резервирования ТП по линиям напряжением 6...10 кВ) электроснабжение потребителей, подключенных к этой подстанции, прекратится. Учитывая это обстоятельство, в схеме предусматривается резервирование распределительных устройств низкого напряжения через электрическую сеть напряжением 0,4 кВ с помощью соединительных пунктов (СП) С₁ С₂, С₃ и С₄. В нормальном режиме все входящие линии напряжением 0,4 кВ в СП рассоединены, и каждая подстанция изолированно друг от друга питает определенный район потребителей. В случае выхода из строя, например, трансформатора в ТП-2 достаточно в С₁ и С₂ замкнуть соединительные линии, и потребители, подключенные к ТП-2, получают питание от ТП-1 и ТП-5. Такое резервирование возможно при условии, что мощность трансформаторов выбрана с учетом их перегрузочной способности в послеаварийных режимах.

Следует помнить, что петлевая сеть не обеспечивает бесперебойное питание потребителей: при повреждении любого участка петлевой сети часть потребителей отключается на время, необходимое для отключения поврежденного участка и перевода на питание от неповрежденных участков сети.

Для повышения надежности электроснабжения большое распространение получили сети с устройством АВР на секционном выключателе распределительного устройства.

2.8. Схемы городских распределительных сетей напряжением до 1 кВ

Для питания потребителей третьей категории применяют радиальные не резервируемые или магистральные схемы с односторонним питанием. Магистральную схему можно применять для питания жилых домов и других потребителей при их относительно небольшой мощности.

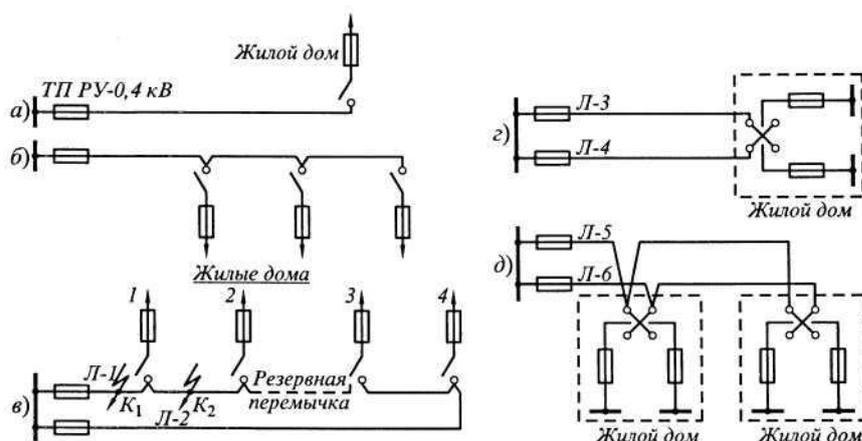


Рис. 2.11. Схемы распределительной сети жилых домов напряжением до 1кВ

На рис. 2.11 даны наиболее распространенные схемы распределительных сетей напряжением до 1 кВ. Из схем 2.11, а и 2.11, б видно, что распределительные сети, построенные по радиальной и магистральной схемам, обеспечивают питание потребителей только в нормальном режиме. При повреждении сети на любом участке или при коротком замыкании электроснабжение всех потребителей, подключенных к сети, прекращается. Питание может быть восстановлено только после ремонта поврежденного элемента сети.

Наибольшее распространение в городских сетях получила петлевая схема, которую широко используют для электроснабжения потребителей второй категории. На рис. 2.11, в приведена петлевая схема с резервной перемычкой, включаемая в случае повреждения на одном из участков сети.

Питание электроприемников зданий высотой 9... 14 этажей осуществляется по радиальной петлевой схеме (рис. 2.11, г).

Петлевая магистральная схема с двумя взаимно резервируемыми кабельными линиями с переключателями на вводах потребителей показана на рис. 2.11, д.

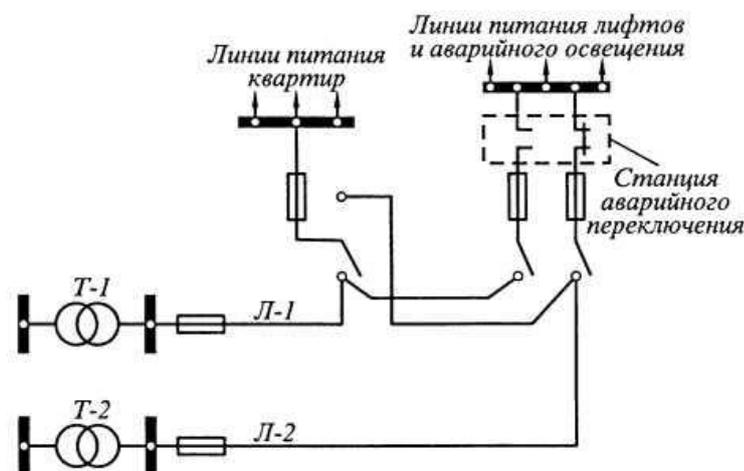


Рис. 2.12. Схема питания напряжением до 1 кВ жилого дома выше 16 этажей

При электроснабжении зданий высотой выше 16 этажей с электроприемниками первой категории, такими как лифты, пожарные насосы, дежурное освещение и т. п.,

применяют схему с автоматическим их резервированием (рис. 2.12). В нормальных условиях электроприемники первой категории питаются, например, по линии Л-2 от трансформатора Т-2. При выходе из строя линии Л-2 или трансформатора Т-2 электроприемники автоматически переключаются на питание от линии Л-1 и трансформатора Т-2, чем обеспечивается бесперебойное их питание.

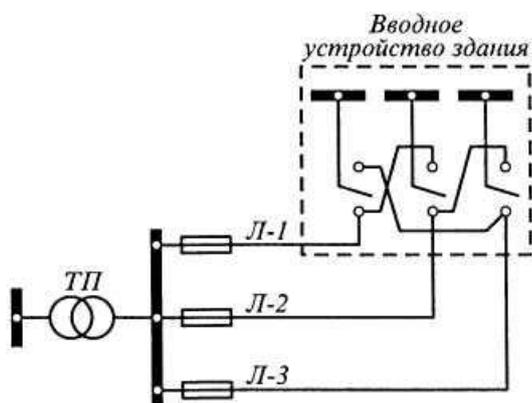


Рис. 2.13. Схема питания напряжением до 1кВ крупных магазинов, столовых, ресторанов

Для электроснабжения многоэтажных и многосекционных жилых домов, а также для питания крупных отдельно стоящих ресторанов и магазинов применяют схему с тремя резервируемыми кабелями (рис. 2.13). Как видно из схемы, каждый кабель резервирует только одну из питающих линий.

2. 9. Схемы цеховых электрических сетей напряжением до 1 кВ

Основным условием рационального проектирования сети электроснабжения промышленного объекта является принцип одинаковой надежности питающей линии (со всеми аппаратами) и одного электроприемника технологического агрегата, получающего питание от этой линии. Поэтому нет смысла, например, питать один электродвигатель технологического агрегата по двум взаиморезервируемым линиям. Если технологический агрегат имеет несколько электроприемников, осуществляющих единый, связанный группой машин технологический процесс, и прекращение питания любого из этих электроприемников вызывает необходимость прекращения работы всего агрегата, то в таких случаях надежность электроснабжения вполне обеспечивается при магистральном питании (рис. 2.14). В отдельных случаях, когда требуется высокая степень надежности питания электроприемников в непрерывном технологическом процессе, применяется двустороннее питание магистральной линии (рис. 2.15).

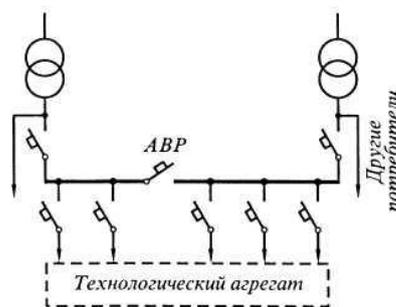
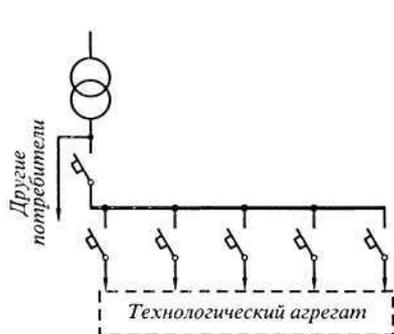


Рис. 5.14. Магистральная схема питания электроприемников цеха
Рис. 5.15. Магистральная схема цеховой сети с двусторонним питанием

Магистральные схемы питания находят широкое применение не только для питания многих электроприемников одного технологического агрегата, но

также большого числа сравнительно мелких приемников, не связанных единым технологическим процессом. К таким потребителям относятся металлорежущие станки в цехах механической обработки металлов и другие потребители, распределенные относительно равномерно по площади цеха.

Магистральные схемы позволяют отказаться от применения громоздкого и дорогого распределительного устройства или щита. В этом случае возможно применение схемы блока трансформатор-магистраль, где в качестве питающей линии применяются токопроводы (шинопроводы), изготавливаемые промышленностью. Магистральные схемы, выполненные шинопроводами, обеспечивают высокую надежность, гибкость и универсальность цеховых сетей, что позволяет технологам перемещать оборудование внутри цеха без существенных переделок электрических сетей.

Для питания большого числа электроприемников сравнительно небольшой мощности, относительно равномерно распределенных по площади цеха, применяются схемы с двумя видами магистральных линий: питающими и распределительными (рис. 2.16).

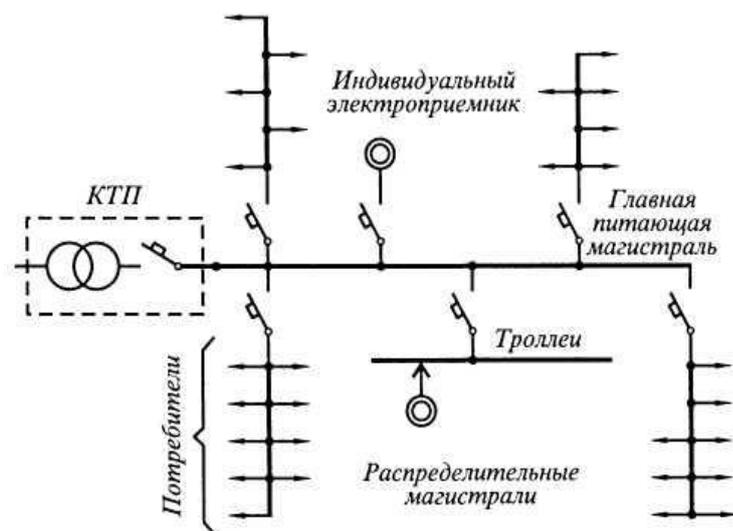


Рис. 2.16. Схема питающих и распределительных линий в цехе

Питающие, или главные, магистрали подключаются к шинам шкафов трансформаторной подстанции, специально сконструированным для магистральных схем. Распределительные магистрали, к которым непосредственно подключаются электроприемники, получают питание от

главных питающих магистралей или непосредственно от шин комплектной трансформаторной подстанции (КТП), если главные магистрали не применяются (рис. 2.17).

К главным питающим магистралям подсоединяется возможно меньшее число индивидуальных электроприемников. Это повышает надежность всей системы питания.

Следует учитывать недостаток магистральных схем, заключающийся в том, что при повреждении магистрали одновременно отключаются все питающиеся от нее электроприемники. Этот недостаток ощутим при наличии в цехе отдельных крупных потребителей, не связанных единым непрерывным технологическим процессом.

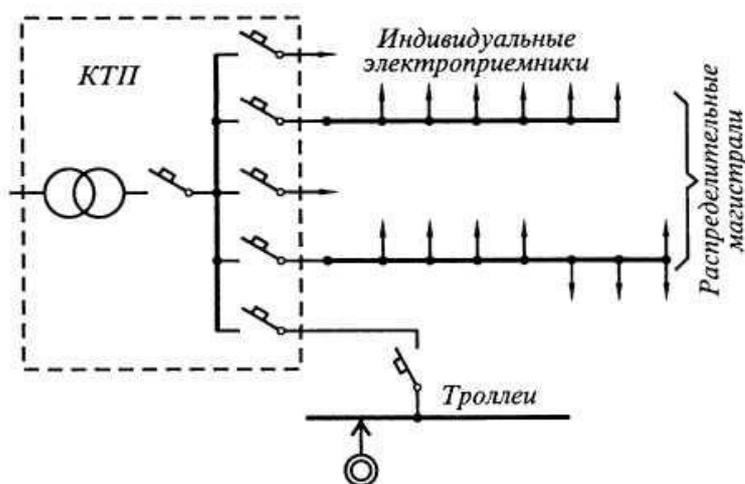


Рис. 2.17. Схема распределительных магистралей, подключенных непосредственно к шинам комплектной трансформаторной подстанции

Радиальные схемы питания характеризуются тем, что от источника питания, например от КТП, отходят линии, питающие непосредственно мощные электроприемники или отдельные распределительные пункты, от которых самостоятельными линиями питаются более мелкие электроприемники (рис. 2.18).

Радиальные схемы обеспечивают высокую надежность питания отдельных потребителей, так как аварии локализуются отключением автоматического выключателя поврежденной линии и не затрагивают другие линии.

Все потребители могут потерять питание только при повреждении на сборных шинах КТП, что мало вероятно вследствие достаточно надежной конструкции шкафов этих КТП.

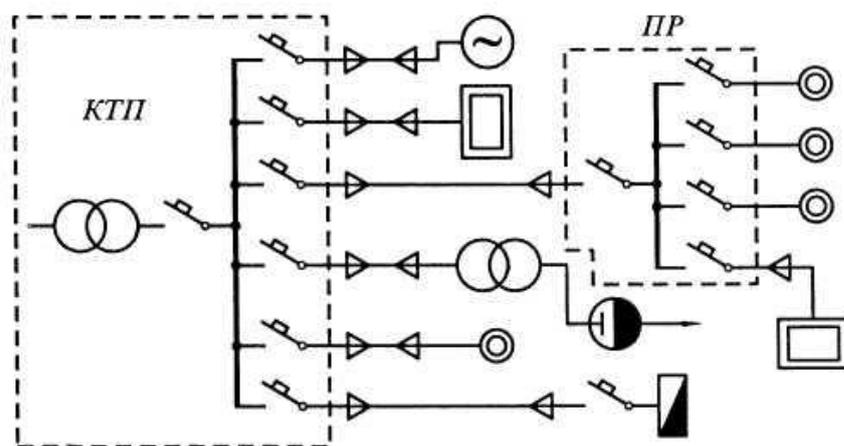


Рис. 2.18. Схема радиального питания электроприемников цеха

Сосредоточение

на КТП аппаратов управления и защиты отдельных присоединений позволяет легче решать задачи автоматизации в системе распределения электроэнергии на напряжении до 1 кВ, чем при рассредоточенном расположении аппаратов, что имеет место при магистральной системе.

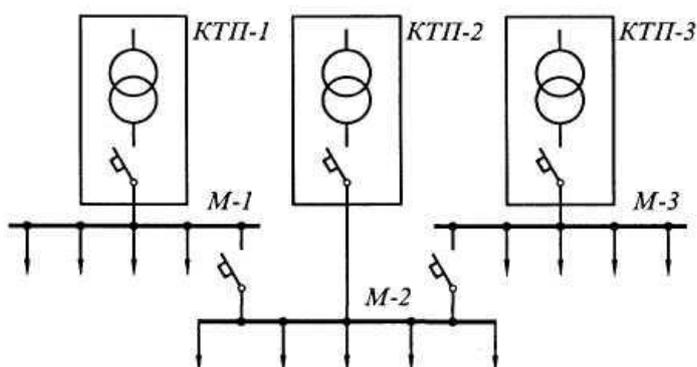


Рис. 2.19. Схема взаимного резервирования питающих магистралей цеха

Радиальные схемы питающих сетей с распределительными устройствами или щитами следует применять при наличии в цехе нескольких достаточно мощных потребителей, не связанных единым технологическим процессом или друг с другом настолько, что магистральное питание их нецелесообразно.

К числу таких потребителей могут быть отнесены электроприемники, требующие применения автоматических выключателей на номинальный ток 400 А и более с дистанционным управлением.

В чистом виде радиальные и магистральные схемы применяются редко. Наибольшее распространение на практике находят смешанные схемы, сочетающие элементы радиальных и магистральных схем. В крупных цехах металлургических заводов, литейных, кузнечных и механосборочных цехах машиностроительных заводов, на заводах искусственного волокна и других предприятиях всегда имеются и радиальные, и магистральные схемы питания различных групп потребителей.

В цехах машиностроительных и металлургических заводов находят применение схемы магистрального питания с взаимным резервированием питания отдельных магистралей. Схема на рис. 2.19 позволяет вывести в ремонт или ревизию один из трансформаторов и, используя перегрузочную способность, обеспечить питание нескольких магистралей от одного, оставшегося в работе трансформатора. Такая схема питания позволяет безболезненно выводить в ремонт или ревизию один из трансформаторов во время ремонта технологического оборудования.

При неравномерной загрузке технологического оборудования в течение суток (например, пониженная нагрузка в ночные или ремонтные смены) схемы с взаимным резервированием питания магистралей обеспечивают возможность отключения незагруженных трансформаторов.

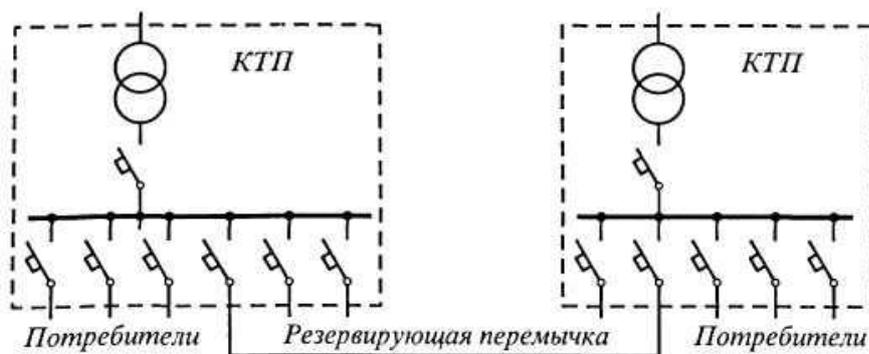


Рис. 2.20. Схема резервирования при радиальном питании потребителей цеха

Большое значение для повышения надежности питания имеют перемычки между отдельными магистралями или соседними КТП -при радиальном питании (рис. 2.20). Такие перемычки, обеспечивая частичное или полное взаимное резервирование, создают удобства для эксплуатации, особенно при проведении ремонтных работ. Проектирование сетей во всех случаях должно выполняться на основе хорошего знания проектировщиком-электриком технологии проектируемого предприятия, степени ответственности отдельных электроприемников в технологическом процессе.

Большое влияние на принимаемые решения оказывают условия окружающей среды в проектируемом цехе.

Располагать электрооборудование в пожаро- и взрывоопасных или пыльных помещениях следует только в случае острой необходимости, когда другие решения оказываются нерациональными или крайне сложными. При этом следует иметь в виду, что в этих неблагоприятных средах, как правило, применяется специально сконструированное оборудование.

В условиях неблагоприятных сред магистральные схемы нежелательны, так как при их применении коммутационные аппараты неизбежно рассредоточены по площади цеха и подвергаются воздействию агрессивной среды. В таких цехах наибольшее применение находят радиальные схемы питания, при которых все коммутационные аппараты располагаются в отдельных помещениях, изолированных от неблагоприятных агрессивных и взрывоопасных сред.

2.10. Схемы осветительных сетей. Напряжение осветительных сетей.

Для светильников общего освещения разрешается применять напряжения:

- не выше 380/220 В переменного тока - при заземленной нейтрали;
- 220 В при изолированной нейтрали.

Для светильников местного стационарного освещения с лампами накаливания должны применяться напряжения:

- в помещениях без повышенной опасности не выше **220 В**;
- в помещениях с повышенной опасностью не выше **40 В**.

Для ручных переносных светильников в помещениях с повышенной опасностью должно применяться напряжение не выше **42 В**. При особо неблагоприятных условиях, когда опасность поражения током усугубляется теснотой, неудобным положением работающего, соприкосновением с заземленными металлическими поверхностями для ручных светильников, должно применяться напряжение не выше **12 В**.

Схемы питания освещения зданий. Питание осветительных установок обычно производят от общих для силовых и осветительных приемников трансформаторов на напряжении 380/220 В. Область применения самостоятельных осветительных трансформаторов в сетях промышленных предприятий ограничивается случаями, когда характер силовой нагрузки (мощные сварочные аппараты, частый пуск мощных электродвигателей с короткозамкнутым ротором) не позволяет при совместном питании обеспечить требуемое качество напряжения у ламп.

Если силовые приемники питаются от сети напряжением 660/380 В с заземленной нейтралью, то к этой же сети могут быть присоединены светильники, рассчитанные на напряжение 380 В (газоразрядные лампы). Питание всех остальных осветительных приемников производится от промежуточных трансформаторов напряжением 660/380...220 В или от отдельных трансформаторов напряжением 6...10/0,38... 0,22 кВ.

Осветительные сети не совмещаются с силовыми сетями. Наиболее характерные схемы питания осветительных установок приведены на рис. 2.21, 2.22, 2.23, 2.24. В качестве аппаратов защиты и управления линиями питающей сети показаны автоматические выключатели (автоматы). На щитах подстанций и магистральных щитках (пунктах) могут использоваться предохранители и рубильники.

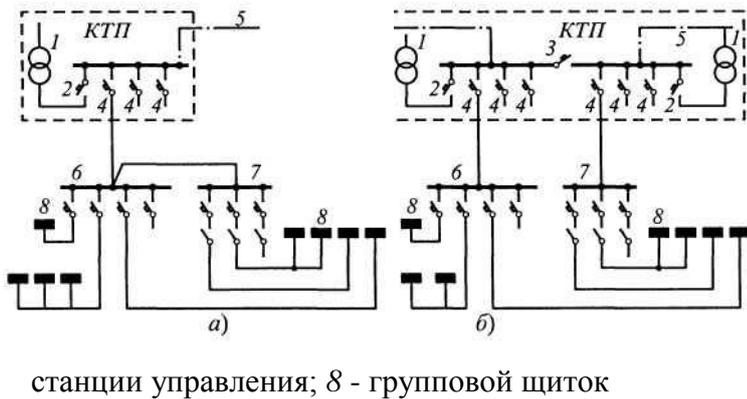


Рис. 5.21. Схемы питания рабочего освещения от КТП: а - одностранформаторная КТП; б - двухтранформаторная КТП; 1 - трансформатор; 2 - вводной автоматический выключатель; 3 - секционный автоматический выключатель; 4 - линейный автоматический выключатель; 5 - силовой магистральный шино-провод; 6 - магистральный щиток; 7 - щит станции управления; 8 - групповой щиток

Питание от одно- и двухтранформаторных встроенных комплектных трансформаторных подстанций (см. рис. 2.21). Для питания освещения в большинстве случаев устанавливаются магистральные щитки б с автоматами. При устройстве дистанционного управлении освещением устанавливаются щиты станций управления (ЩСУ) 7 с автоматами и магнитными пускателями или контакторами. От магистральных щитков или ЩСУ отходят линии питающей сети к групповым щиткам 5; магистральный щиток или ЩСУ питается непосредственно от КТП.

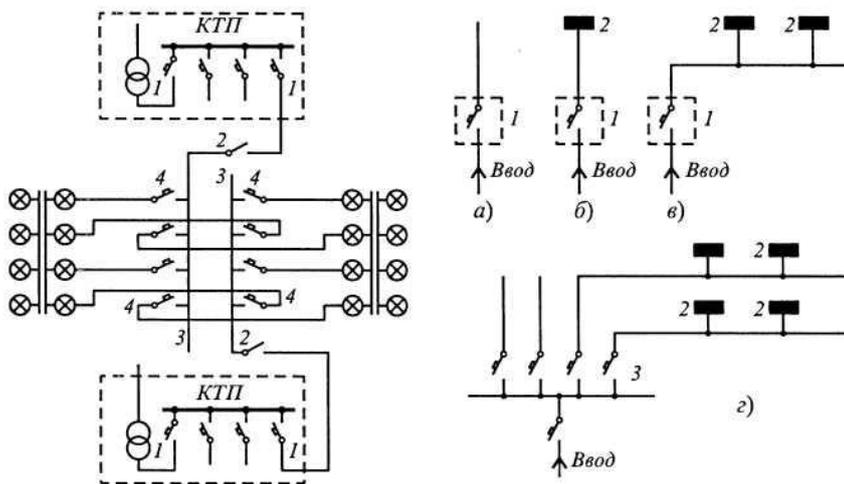


Рис. 5.22. Схема питания освещения распределительными шинопроводами: 1 - автоматический выключатель на щите КТП; 2 - выключатель; 3 - шинопровод распределительный; 4 - автоматический выключатель на шинопроводе

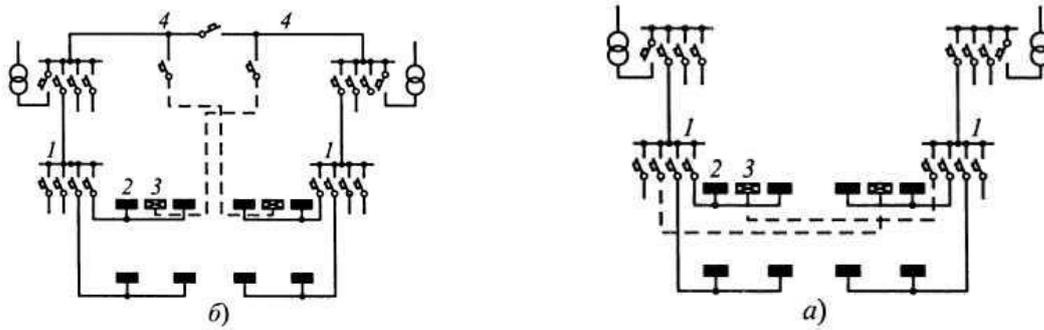


Рис. 5.23. Схемы вводов в здания:

а - питание светильников *2* непосредственно от вводного ящика *1* - *б* - то же от одного группового щитка; *в* - то же от нескольких щитков; *г* - то же через магистральный щиток *3*

В цехах, где светильники устанавливаются на специальных мостиках, применяется схема питания распределительными шинопроводами типа ШОС на силу тока 250, 400 и 630 А (см. рис. 2.22). Светильники питаются через автоматы *4*, устанавливаемые на шинопроводах; при этом пропадает необходимость в групповых щитках. Управление освещением производится выключателями *2*, которые при устройстве дистанционного управления освещением заменяются магнитными пускателями и контакторами. Такую схему целесообразно применять в помещениях с нормальными условиями среды при значительной суммарной мощности светильников и допустимости одновременного включения общего освещения больших участков.

Питание от отдельно стоящих подстанций. Освещение зданий, не имеющих встроенных подстанций, питается кабельными или воздушными линиями от ближайших подстанций. В зданиях с большой мощностью освещения вводится одна или две линии, а при небольшой мощности одной линией питается освещение нескольких зданий. На вводе каждой линии в здание устанавливается вводное устройство (см. рис. 2.23) с автоматами. Для небольших зданий, имеющих несколько светильников, групповые линии, питающие светильники, присоединяются к автомату ввода (см. рис. 2.23, *а*). При большой мощности освещения в здании устанавливается один (см. рис. 2.23, *б*) или несколько (см. рис. 2.23, *в*) групповых щитков, питаемых одной

линией. Если одной линии оказывается недостаточно, на вводе устанавливается магистральный щиток (см. рис. 2.23, г).

Питание аварийного и эвакуационного освещения. Намечая схему питания аварийного и эвакуационного освещения, необходимо соблюдать требования к надежности их действия. Групповые щитки этих видов освещения могут питаться, как и щитки рабочего освещения, отдельными линиями через магистральные щитки от щитов подстанций (см. рис. 2.21), от вводов в здания (см. рис. 2.23) или от силовой сети (см. рис. 2.24). Если в здании расположены несколько одно трансформаторных подстанций, питаемых от независимых источников питания, аварийное освещение может питаться по перекрестной схеме. В этом случае рабочее и аварийное освещение каждого участка здания питается от разных подстанций.

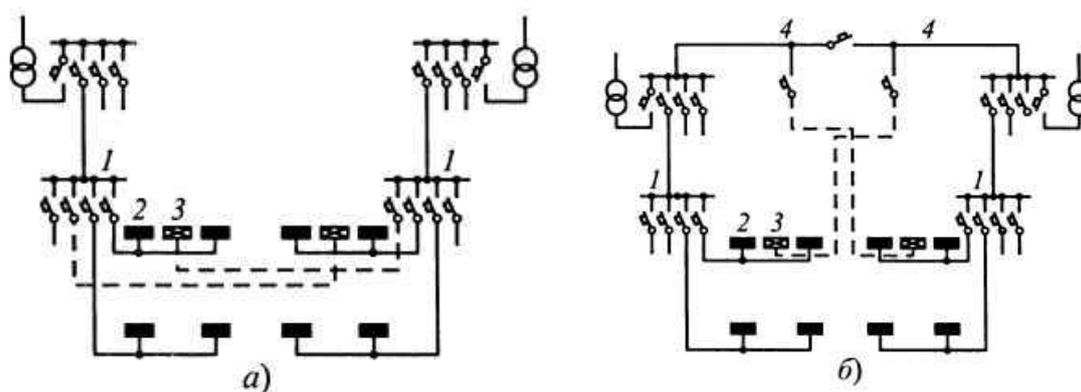


Рис. 2.24. Схемы перекрестного питания рабочего и аварийного (эвакуационного) освещения:

а - от магистральных щитков; *б* - от силовых магистралей; *1* - магистральный щиток; *2* - щиток рабочего освещения; *3* - щиток аварийного (эвакуационного) освещения.

2. 11. Главные схемы электростанций и подстанций

2.11.1. Общие сведения

Схемой электрических соединений электроустановки называют чертеж, на котором в условных обозначениях (по ГОСТ) показаны основные элементы (генераторы, трансформаторы, а также двигатели, отключающие аппараты, измерительные трансформаторы и т.д.), соединенные в той же последовательности, как и в действительности.

Схемы выполняются в однолинейном и трехлинейном изображении. Для упрощения и наглядности чаще используют однолинейные схемы, где показывают соединения для одной фазы.

Схемы первичных цепей (главные схемы) показывают цепи, по которым электроэнергия передается от генераторов (трансформаторов) к потребителям (электроприемникам).

Кроме электрооборудования первичных цепей на электрических станциях (подстанциях) применяют вспомогательное оборудование (измерительные приборы, устройства релейной защиты и автоматики), предназначенное для управления и контроля за работой первичного оборудования.

Схемами вторичных цепей называют схемы соединения вторичного (вспомогательного оборудования).

Все соединения во вторичных цепях выполняют изолированными проводами и контрольными кабелями.

При выборе схемы станции или подстанции учитываются следующие факторы:

- значение и роль электрические станции или подстанции в энергосистеме (электростанции - базисные или пиковые, приближенные к промышленным узлам или удаленные, связанные с другими электростанциями через шины высшего напряжения или среднего напряжения и т.п. Подстанции — тупиковые, отпаечные, проходные (связанные с другими подстанциями или несколькими источниками);
- категория потребителей по степени надежности электроснабжения;
- перспективы расширения;
- уровень токов к.з. (установка реакторов, секционирование).

Главные схемы электростанций должны удовлетворять основным требованиям:

- надежность, т.е. способность схемы обеспечить бесперебойное ЭС потребителей, выдачу электроэнергии или транзит мощности при повреждениях оборудования;

- приспособленность к проведению ремонтов основного оборудования, без ограничения электроснабжения потребителей;
- оперативная гибкость, т.е. приспособленность для проведения оперативных переключений минимальным числом операций за минимальное время и с минимальным риском;
- экономичность.

Структурные схемы (блок-схемы) электростанций и подстанций отражают связи генераторов и трансформаторов с распределительными устройствами (РУ) разного напряжения. Распределительное устройство представляет собой совокупность оборудования одного напряжения, соединенного по определенной схеме и воплощающее в натуре эту схему.

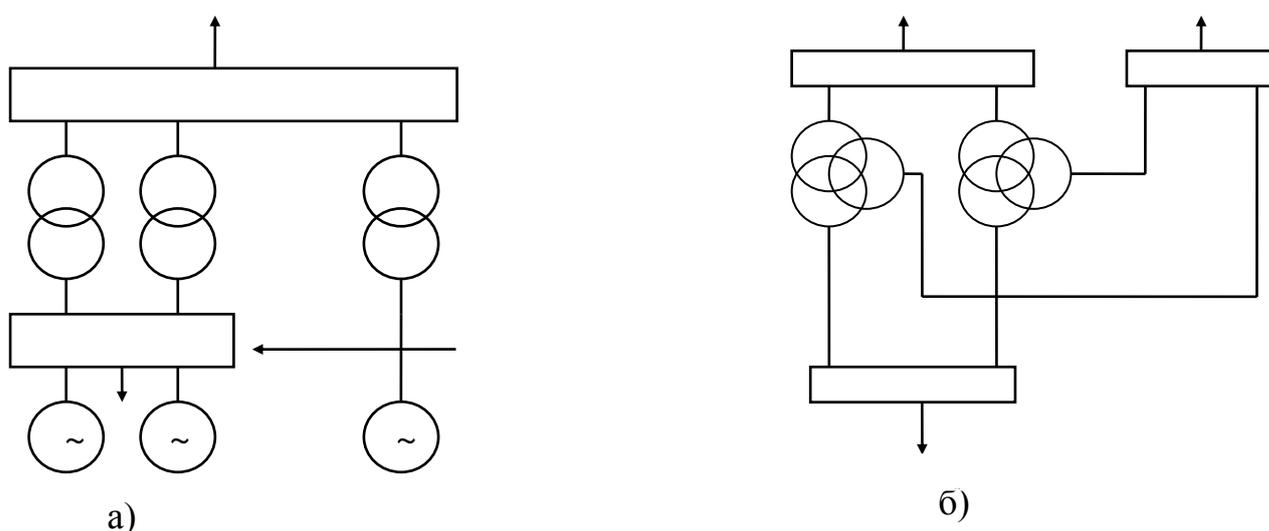


Рис. 2.25. Структурные схемы питания РУ от блока: а) электростанция-двух обмоточный трансформатор; б) РУ высокого напряжения – трёх обмоточный трансформатор

2.11.2. Виды главных схем

Схема с одной несекционированной системой шин появилась раньше других.

Достоинства схемы: простота, наглядность в натуре, минимум затрат на РУ.

Недостатки: низкая надежность (при повреждении любого элемента происходит полное погашение), ремонт шин требует отключения ЭС всех потребителей

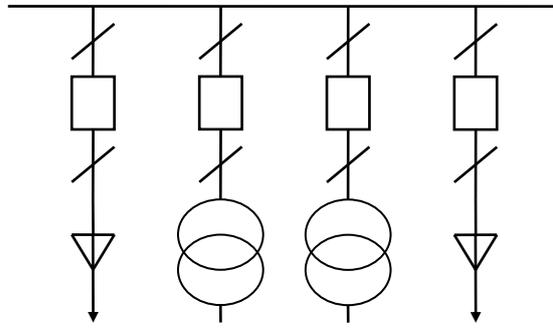


Рис. 2.26. Схема соединения с одной несекционированной системой шин

Схема с одной секционированной системой шин, Наименьшее количество погашений потребителей при аварии достигается при глубоком секционировании (число секций равно числу присоединений):

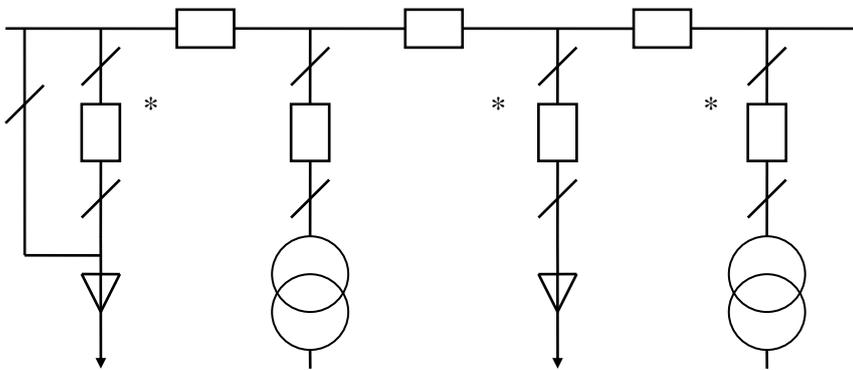


Рис. 2.27. Схема с одной секционированной системой шин

Но такая схема не экономична, причем при ремонте выключателей все равно требуется отключение потребителей. Часть секционных выключателей может быть заменена разъединителями. Схема имеет большую надёжность, по сравнению со схемой (рис. 2.26). Ремонтпригодность схемы может быть увеличена добавлением обходного разъединителя на каждом присоединении. Разновидностью такой схемы является схема (среднее между а) и б) с их достоинствами и недостатками.

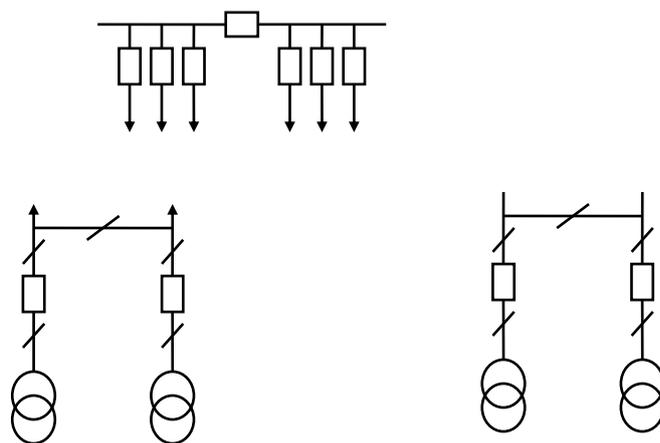


Рис. 2.28. Мостиковые схемы соединения главных цепей подстанции

Мостиковая схема (рис. 2.28) получается, если обходной разъединитель установлен на перемычке между смежными линиями. Чтобы ремонт (ревизия) разъединителя перемычки не требовал погашения обеих линий, устанавливают второй.

Сочетание схемы мостика с секционированием сборных шин между присоединениями (схема, рис.2.29) удобна при питании 2х- трансформаторной подстанции транзитной линией (соединяющей два источника).

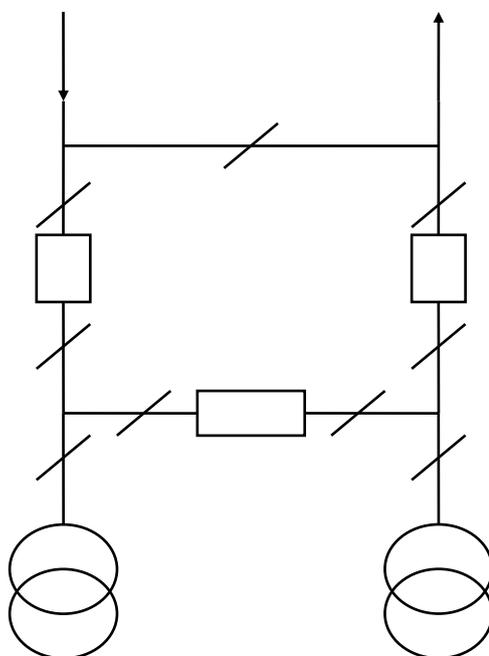


Рис. 2.29. Мостиковая схема с секционированием сборных шин между присоединениями

Схема двойного мостика (рис. 2.30) позволяет иметь лишнее присоединение на ВН

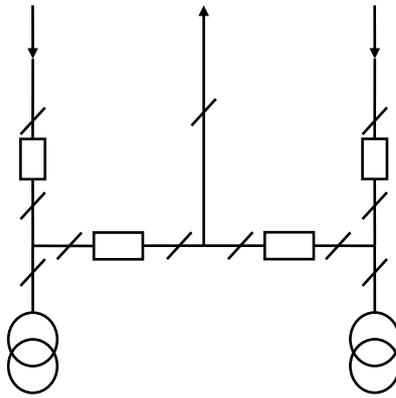


Рис. 2.30. Схема двойного мостика

Кольцевая схема (рис.2.31) получается из простейшей секционированной при соединении между собой концов шин, при этом обеспечивается питание каждого присоединения. Вместе с этим эта схема необоснованно дорога при невысокой ремонтпригодности (ремонт выключателей приводит к погашению присоединения на все время ремонта).

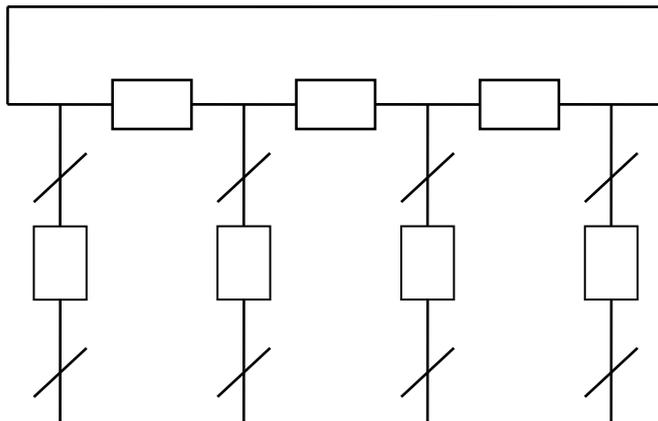


Рис. 2.31. Кольцевая схема

Схема многоугольника (рис. 2.32) является развитием кольцевой схемы. В ней отсутствуют выключатели присоединений.

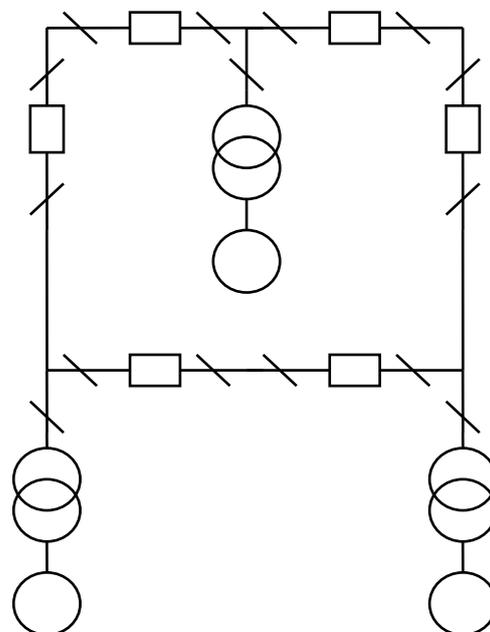


Рис. 2.32. Схема многоугольника

В этой схеме каждое присоединение подключено к схеме с двух сторон через два выключателя. Число выключателей равно числу присоединений (как при несекционированной схеме), но при этом обладает достоинствами схемы с глубоким секционированием. Другие достоинства схемы: повреждение любого выключателя ведет к отключению не более двух присоединений. Кроме того, ремонт (ревизия) любого выключателя не нарушает работы присоединений. Для отключения присоединения надо отключить выключатели с обеих сторон (кольцо разомкнуть), отключить разъединитель присоединения и после замкнуть кольцо.

Недостатки схемы: сложность релейной защиты; необходимость более частой ревизии выключателей (т.к. при к.з. всегда отключаются 2 выключателя).

Недостатки кольцевых схем заставляют ограничивать число присоединений (сторон многоугольника) шестью, Возможно также спаривание присоединений (если они резервируются) (рис. 2.33).

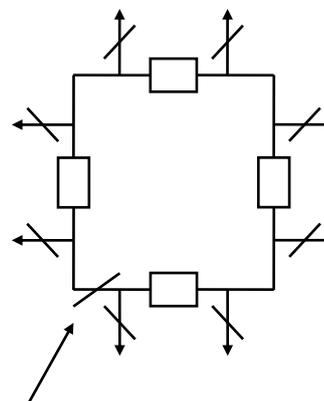


Рис. 2.33. Кольцевая схема при спаривании присоединений

В этом случае число выключателей вдвое меньше и при к.з. на присоединении отключаются сразу два выключателя, но питание не поврежденного присоединения автоматически восстанавливается. Кроме того, добавление разъединителя позволяет включать и отключать каждое присоединение без временного отключения спаренного.

Простейшими схемами многоугольника являются треугольник и квадрат (рис.2.34).

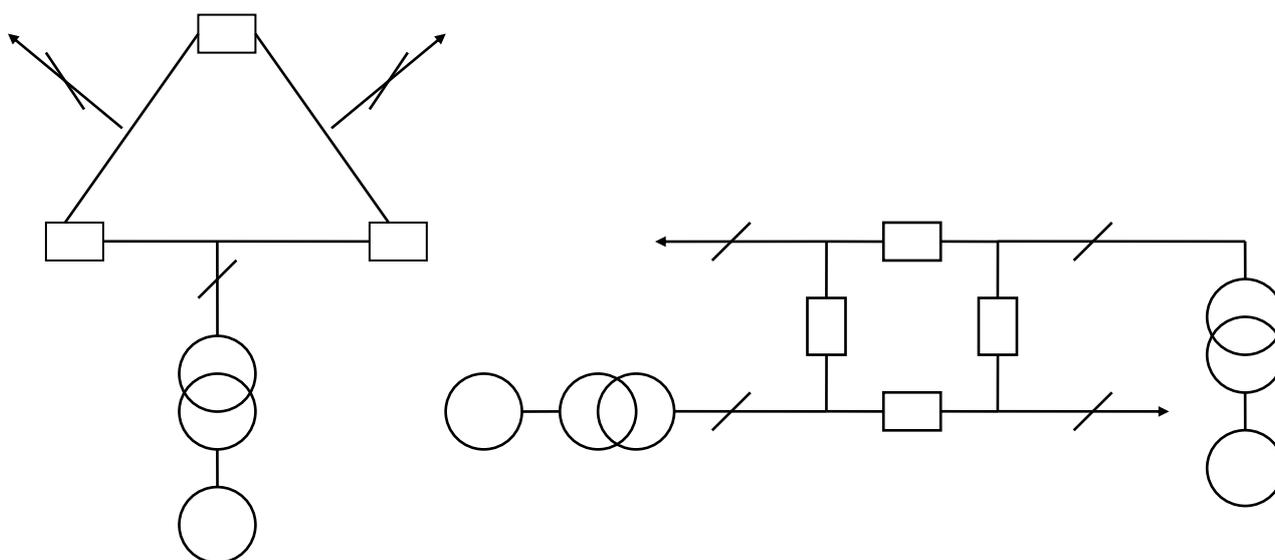


Рис. 2.34. Схемы многоугольника: треугольник и квадрат

Усовершенствованием схемы с одной системой шин является добавление к рабочей системе шин (РСШ) специальной обходной (ОСШ) (рис. 2.35).

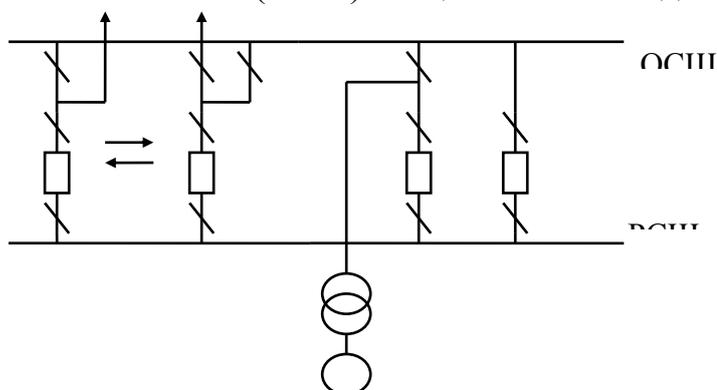


Рис. 2.35. Схема с распределительной и обходной системами шин

В этой схеме вывод в ремонт выключателя любого присоединения производится без отключения потребителей:

- 1.- включается обходной разъединитель;
- 2 - включается обходной выключатель;
- 3 - ставится ремонтируемый выключатель.

Недостатками такой схемы являются:

- ремонт РСШ невозможен без погашения присоединений;
- к.з. на РСШ приводит к погашению всех присоединений.

В схеме с двумя системами сборных шин с одной обходной (рис. 2.36) присоединения переводятся с 1 рабочей СШ на 2 –ю рабочую СШ при к.з. на одной из них или ремонте.

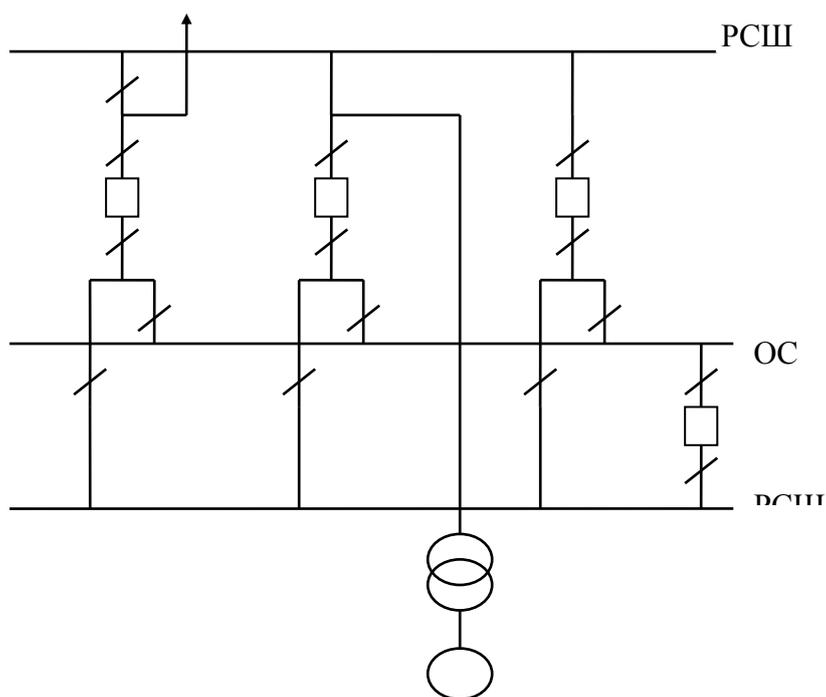


Рис. 2.36. Схема с двумя системами сборных шин и одной обходной

Наличие междушинного-шиносоединительного выключателя ШСВ позволяет произвольно распределять присоединения на 1 и 2 РСШ по условиям коммутации.

Схема с двумя рабочими системами шин может работать и без ОСШ. Ремонт выключателей просоединений в этом случае требует отключения потребителей, что является недостатком схемы.

В схемах с обходной системой шин рабочая система шин секционируется (обычно 2секции, либо больше).

Схема с двумя выключателями на присоединение (рис. 2.37) является разновидностью схемы с 2 системами сборных шин. В этой схеме вывод в ремонт шин и выключателей безопаснее, т.к. не требует операций сразьединителями под (нагрузкой) током.

Главным недостатком схемы является чрезмерная стоимость (не рекомендуется).

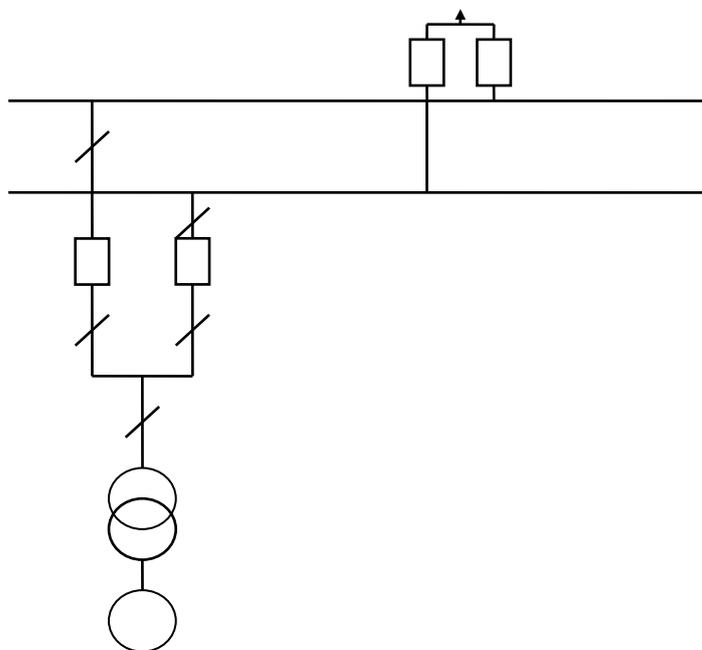


Рис. 2.37. Схема с двумя выключателями на присоединение

Для мощных блочных электрических станции применяют полуторные (1 1/2 или 3/2) и схемы 4/3 (рис. 2.38).

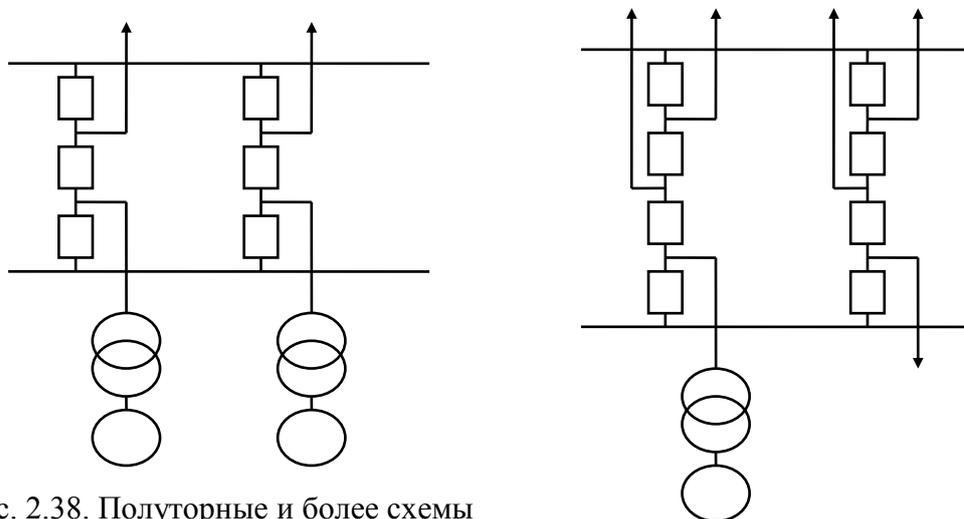


Рис. 2.38. Полуторные и более схемы

В схеме 3/2 ремонт любого выключателя и любой СШ производится без отключения присоединений и даже при одновременном отключении обеих систем шин сохраняется ЭС присоединений (м.б. не всех - как в схеме 4/3 второй ячейки). Схема не требует ШСВ, но и при этом число выключателей и т.т. велико. Частично этот недостаток компенсируется в схеме 4/3.

ГЛАВА 3. СХЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ (ПО ОТРАСЛЯМ ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ)

3.1. Принципы и основы построения схем электроснабжения

Схемы электроснабжения промышленных предприятий должны разрабатываться с учетом следующих основных принципов:

- источники питания должны быть максимально приближены к потребителям электрической энергии;
- число ступеней трансформации и распределения электроэнергии на каждом напряжении должно быть минимально возможным;
- схемы электроснабжения и электрических соединений подстанций должны обеспечивать требуемую надежность электроснабжения и необходимый уровень резервирования;
- распределение электроэнергии рекомендуется осуществлять по магистральным схемам питания. Радиальные схемы могут

применяться при соответствующем обосновании;

- схемы электроснабжения должны быть выполнены по блочному принципу с учетом технологической схемы предприятия. Питание электроприемников параллельных технологических линий следует осуществлять от разных секций шин подстанций, взаимосвязанные технологические агрегаты должны питаться от одной секции шин;

- все элементы электрической сети должны, как правило, находиться под нагрузкой. Резервирование предусматривается в самой схеме электроснабжения путем перераспределения отключенных нагрузок между оставшимися в работе элементами схемы. При этом используется перегрузочная способность электрооборудования и, в отдельных случаях, отключение неответственных потребителей. Наличие резервных неработающих элементов сети должно быть обосновано;

- следует применять раздельную работу элементов системы электроснабжения: линий, секций шин, токопроводов, трансформаторов. В обоснованных случаях, по согласованию с энергоснабжающей организацией, может быть допущена параллельная работа элементов системы электроснабжения, например, при питании ударных резкопеременных нагрузок, если автоматическое включение резервного питания (АВР) не обеспечивает необходимое быстрое действие восстановления питания, с точки зрения самозапуска электродвигателей.

В схемах электроснабжения промышленных предприятий следует выделять схемы **внешнего** и **внутреннего** электроснабжения. К схемам внешнего электроснабжения относят электрические сети, связывающие источники питания предприятия с пунктами приема электроэнергии. К схемам внутреннего электроснабжения относят электрические сети от пунктов приема электроэнергии до электроприемников высокого и низкого напряжения.

Схемы электроснабжения промышленных предприятий, как правило, выполняются разомкнутыми и строятся по ступенчатому принципу. Число

ступеней распределения электроэнергии на предприятии определяется мощностью и расположением электрических нагрузок на территории предприятия. Обычно применяется не более двух ступеней распределения электроэнергии на одном напряжении. При большем числе ступеней распределения ухудшаются технико-экономические показатели системы электроснабжения и усложняются условия эксплуатации.

Распределение электроэнергии выполняется по радиальным, магистральным или смешанным схемам.

Радиальная схема - это схема, в которой линия электропередачи соединяет подстанцию верхнего уровня с подстанцией нижнего уровня (или устройством распределения электроэнергии, приемником электроэнергии) без промежуточных отборов мощности (рис. 3.1). Радиальные схемы просты, надежны, в большинстве случаев позволяют использовать упрощенные схемы первичной коммутации подстанции нижнего уровня. Аварийное отключение радиальной линии не отражается на потребителях электроэнергии, подключенных к другим линиям. К недостаткам радиальных схем можно отнести более высокую стоимость по сравнению с магистральными схемами, большой расход коммутационной аппаратуры и цветных металлов.

Радиальные схемы следует применять:

- при сосредоточенных нагрузках;
- для питания мощных электроприемников с нелинейными, резко переменными, ударными нагрузками, отрицательно влияющими на качество электрической энергии;
- при повышенных требованиях к надежности электроснабжения.

При **магистральной** схеме от подстанции верхнего уровня питаются по одной линии электропередачи (магистральной) несколько подстанций нижнего уровня (или устройств распределения электроэнергии). Преимущества магистральных схем состоят в том, что они позволяют лучше загрузить магистральные линии по току, сэкономить количество коммутационной аппаратуры, уменьшить расход цветных металлов и затрат на

выполнение электрической схемы. К недостаткам можно отнести усложнение схем первичной коммутации подстанций нижнего уровня, более сложные схемы релейной защиты, более низкую надежность электроснабжения.

Магистральные схемы распределения электроэнергии следует применять при распределенных нагрузках и при таком взаимном расположении подстанций (ПГВ, РП, ТП) на территории проектируемого объекта, когда магистрали могут быть проложены без значительных обратных направлений.

Магистральные схемы можно разделить на:

- одиночные магистрали с односторонним питанием;
- одиночные магистрали с двухсторонним питанием;
- двойные магистрали с односторонним питанием;
- двойные магистрали с двухсторонним питанием;
- кольцевые.

Выбор схемы зависит от территориального размещения нагрузок, их значения, требуемой степени надежности электроснабжения и других характерных особенностей проектируемого предприятия.

Структурно схему электроснабжения промышленного предприятия проще всего представить следующим образом:

Рассмотрим схему электроснабжения крупного промышленного предприятия (рис. 3.1), получающего электроэнергию, например, от двух источников питания по линиям 110 кВ. Пунктами приёма электроэнергии в данном случае могут служить узловые распределительные подстанции. От них электроэнергия передается по радиальным и магистральным схемам к подстанциям глубокого ввода (первая ступень распределения электроэнергии). Такая схема, позволяющая максимально приблизить высшее напряжение непосредственно к электроустановкам потребителей, называется **схемой глубокого ввода**.

Второй ступенью распределения электроэнергии является сетевое звено от РУ 6-10 кВ подстанций глубокого ввода до трансформаторных подстанций 6-

10 кВ или приемников электроэнергии напряжением 6-10 кВ. Применение схем глубокого ввода позволяет во многих случаях отказаться от распределительных подстанций 6-10 кВ, что значительно упрощает схему распределения электроэнергии на этом напряжении.

С шин 0,4-0,69 кВ трансформаторных подстанций электрическая энергия поступает на низковольтные устройства распределения (НКУ): распределительные шкафы, щиты станций управления и т.д., от которых получают питание приемники электрической энергии.

Иным вариантом построения схемы электроснабжения является схема, представленная на рис. 3.2, где приемным пунктом является главная понизительная подстанция напряжением 35-110кВ и выше.

С шин РУ 6-10 кВ ГПП осуществляется питание всех потребителей промышленного предприятия. Распределение электроэнергии на напряжении 6-10 кВ производится, как правило, в две ступени: 1-ая ступень - от РУ 6-10 кВ ГПП до РП 6-10 кВ; 2-ая ступень - от РП 6-10 кВ до трансформаторных подстанций и приемников электроэнергии напряжением 6-10 кВ.

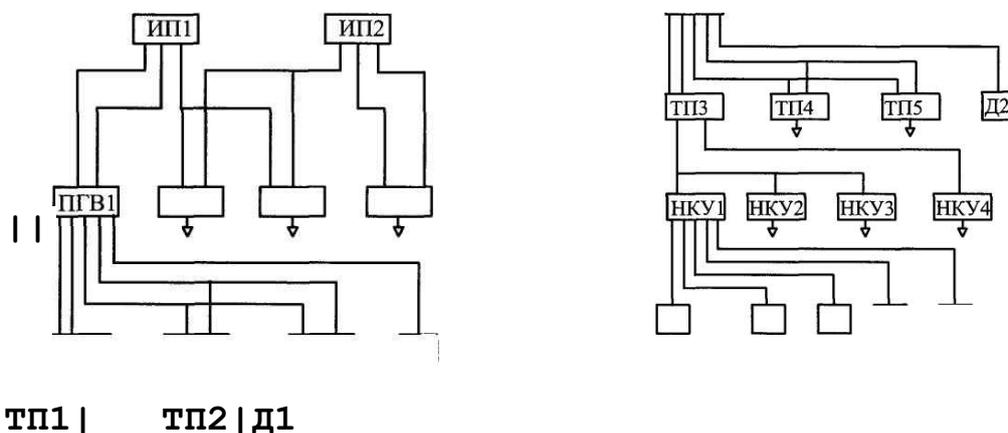


Рис. 3.1. Схема электроснабжения промышленного предприятия

Представленный вариант схемы применяется, в основном для предприятий средней мощности.

Для крупных промышленных предприятий в схемах, где пунктом приема электроэнергии является главная понизительная подстанция,

распределение электрической энергии может производиться на двух напряжениях 110(35) кВ и 10(6) кВ или в качестве приемных пунктов электроэнергии выступают одновременно ГПП и ПГВ.

При наличии на предприятии собственной электростанции или при незначительном удалении предприятия от источника питания питающая сеть выполняется на напряжении 6 или 10 кВ. В этом случае приемным пунктом электроэнергии служит, как правило, центральная распределительная подстанция 6-10 кВ (рис. 3.3) или одна или несколько распределительных подстанций предприятия.

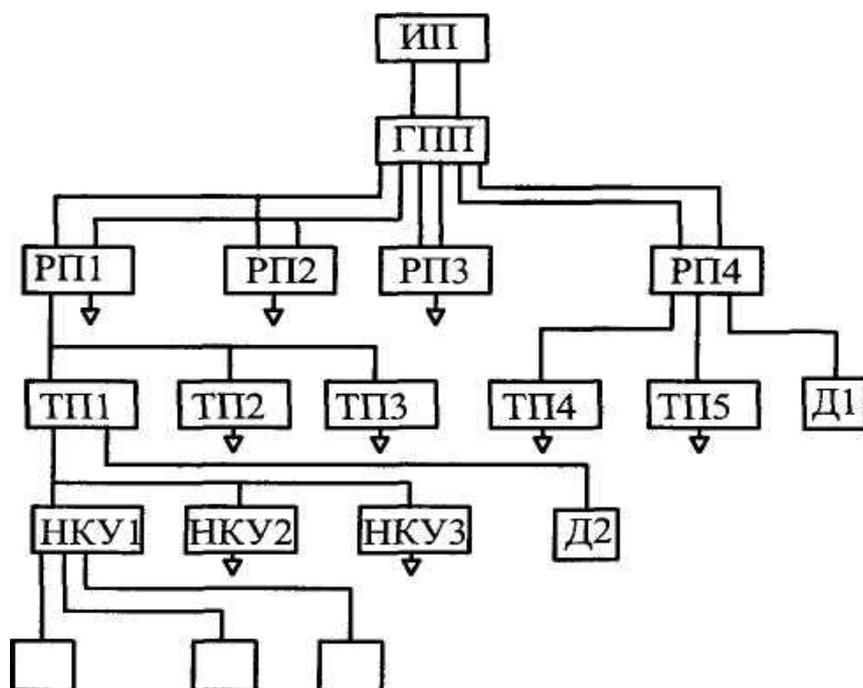


Рис. 3.2. Структурная схема электроснабжения промышленного предприятия средней мощности с главной понизительной подстанцией

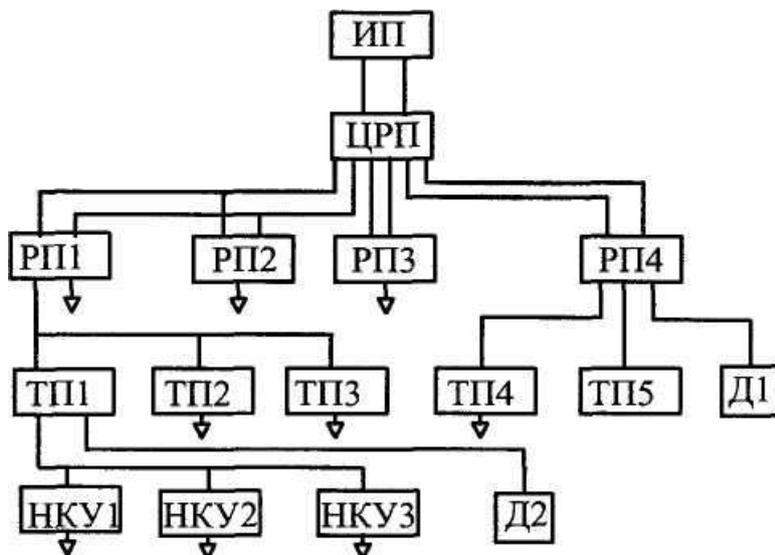


Рис. 3.3. Структурная схема электроснабжения промышленного предприятия средней мощности с центральной распределительной подстанцией

3.2. Схемы электроснабжения объектов

3.2.1. Схемы электроснабжения промышленных предприятий

Выбор схемы и напряжения внешней сети производится на основе технико-экономического сравнения возможных вариантов с учётом перспективы развития предприятия на 10 лет таким образом, чтобы осуществление первой очереди не приводило к большим затратам, связанным с последующим развитием.

Общей тенденцией построения современных схем электроснабжения промышленных предприятий является построение глубоких вводов – максимальное приближение источников питания к электроустановкам предприятий, сведение к минимуму количества сетевых звеньев и ступеней трансформации, дробление подстанций ВН при размещении предприятия на значительной территории.

Применяемые для внешнего электроснабжения предприятий напряжения зависят от напряжения электрических сетей энергосистемы в районе размещения предприятия и от его нагрузки. В зависимости от нагрузки все промышленные предприятия подразделяются на: *мелкие* (до 5 МВт), *средние* (5-75 МВт) и *большие* (75-100 МВт).

Для электроснабжения мелких предприятий используются сети 10 кВ с питанием их от ближайших подстанций 110 кВ энергосистемы для электроснабжения средних и крупных предприятий, как правило, применяются сети 110 кВ, а в отдельных случаях – 220-500 кВ.

Используются следующие основные схемы распределения электроэнергии:

- главная понижающая подстанция (ГПП) предприятия 220-500/110 кВ – для распределения электроэнергии между подстанциями 110/10(6) кВ глубоких вводов. При этом ГПП, как правило, целесообразно совмещать с подстанцией энергосистемы, предназначенной для электроснабжения района;
- ряд подстанций 110/10(6) кВ, присоединяемых к сети 110 кВ системы;
- подстанции глубокого ввода 220/10(6) кВ – для крупных предприятий с сосредоточенной нагрузкой.

На рис. 3.4 – 3.7 показаны примеры схем внешнего электроснабжения крупных предприятий.

Схема электроснабжения *алюминиевого завода*, показанная на рис. 3.7, осуществляется с помощью трансформаторов 220/10 кВ с расщепленной обмоткой 10 кВ мощностью по 180 МВ.А. От каждого трансформатора питаются две серии последовательно соединенных ванн. На каждые четыре рабочих трансформатора устанавливается один резервный, подключенный к трансферной системе шин, который может заменить любой из рабочих переключением на стороне 10 кВ (в нормальном режиме он со стороны 10 кВ отключен). Рабочие трансформаторы подключены блоками с ВЛ 220 кВ от источника питания (в рассматриваемом случае — крупная ГЭС). При ремонте одного из рабочих трансформаторов питающая его ВЛ присоединяется к трансферной системе и питает резервный; при аварии одной из ВЛ она отключается вместе со своим трансформатором, а одна из оставшихся в работе присоединяется к трансферной системе и временно питает два трансформатора - рабочий и резервный. Кратковременный перерыв в электроснабжении, необходимый для производства переключений допустим за счёт тепловой инерции ванн.

подстанции 330/110 кВ. Мощность распределяется как от шин 6 кВ ТЭЦ, так и от пяти подстанций глубокого ввода 110/6 кВ.

Электроснабжение *металлургических заводов* осуществляется от районных подстанций 220-500/110 кВ и ТЭЦ по двухцепным ВЛ 110 кВ, к каждой из которых присоединяется ряд двухтрансформаторных подстанций глубокого ввода (ПГВ) 110/10(6) кВ, выполняемых по типовой схеме. В отдельных случаях сооружаются также узловые распределительные пункты (УРП) 110 кВ – при большом количестве ВЛ и подстанций глубокого ввода.

Такие схемы используются для расширяемых существующих заводов.

Рост нагрузок и их плотности, повышение требований к надёжности электроснабжения привели к появлению схем, приведённых на рис. 3.7; к кольцевой сети 110 кВ, питаемой от районных подстанций и ТЭЦ, присоединяется ряд УРП; подстанции глубокого ввода питаются от УРП по кабельным линиям 110 кВ; ПГВ выполняются по схеме блок: кабельная линия-трансформатор с установкой от одного до четырёх трансформаторов. Такие схемы находят применение в последнее время для вновь сооружаемых заводов. При использовании на заводах дуговых сталеплавильных печей (ДСП) необходимо проверить их влияние на системы электроснабжения. При необходимости повышения мощности КЗ в общих центрах питания ДСП и других потребителей могут применяться следующие мероприятия; а) питание ДСП через отдельные трансформаторы; б) уменьшение индуктивного сопротивления питающих линий (например, продольная компенсация на ВЛ, соединяющих центр питания с источниками); в) включение на параллельную работу двух питающих ДСП линий и трансформаторов на стороне ВН и НН.

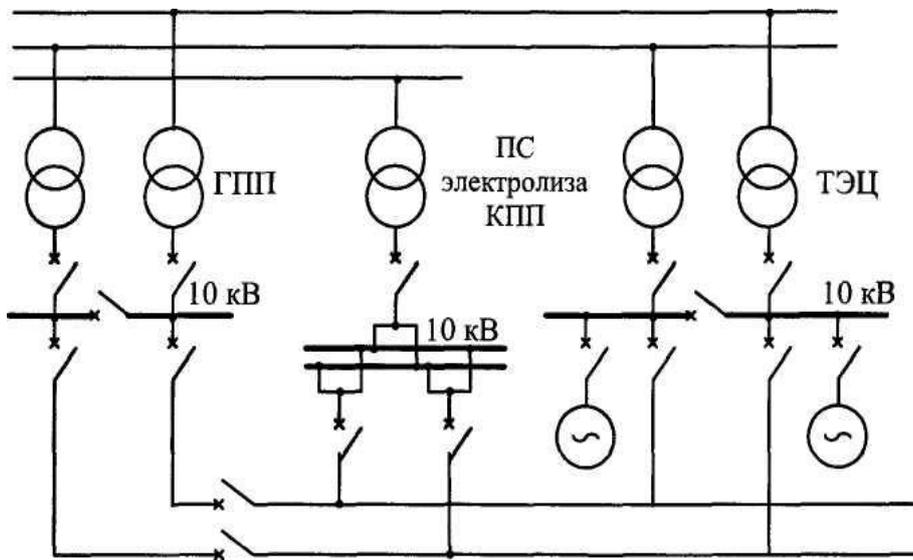


Рис. 3.4. Схема внешнего электроснабжения крупного предприятия цветной металлургии

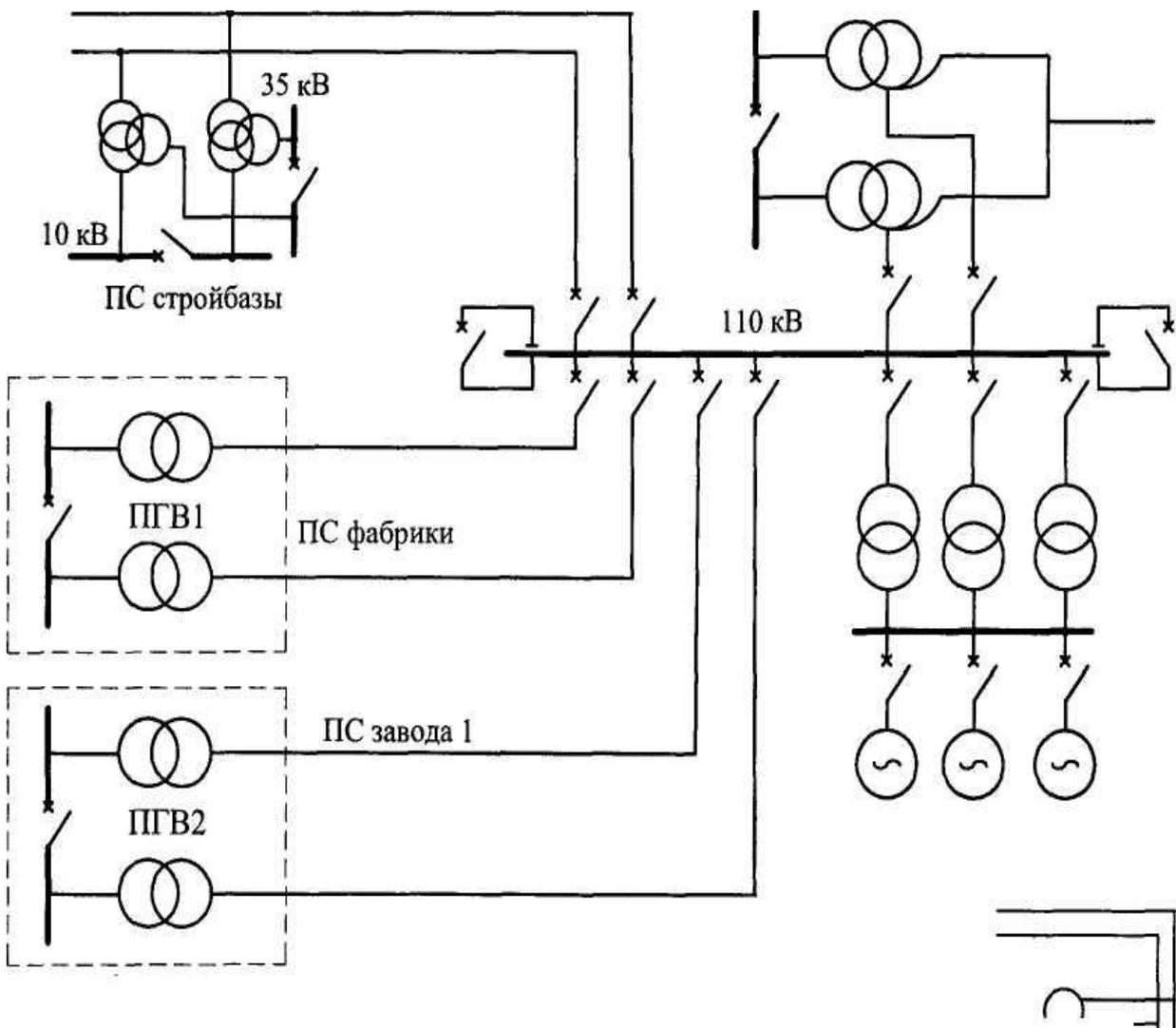


Рис. 3.5. Схема внешнего электроснабжения крупного химического комбината

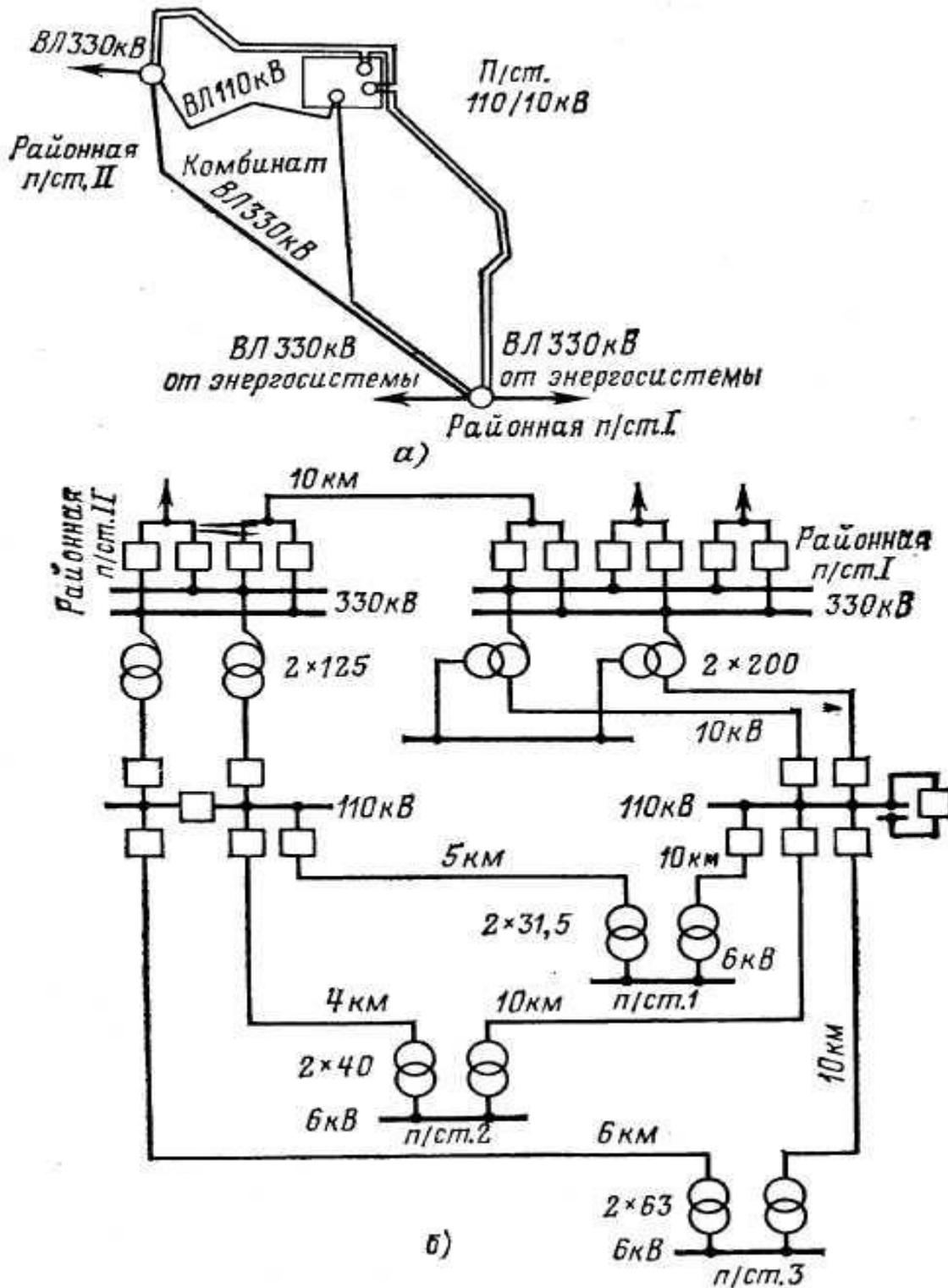


Рис. 3.6. Схема электроснабжения химкомбината с нагрузкой 300 МВт:
 а – схема сети,
 б – схемы подстанций

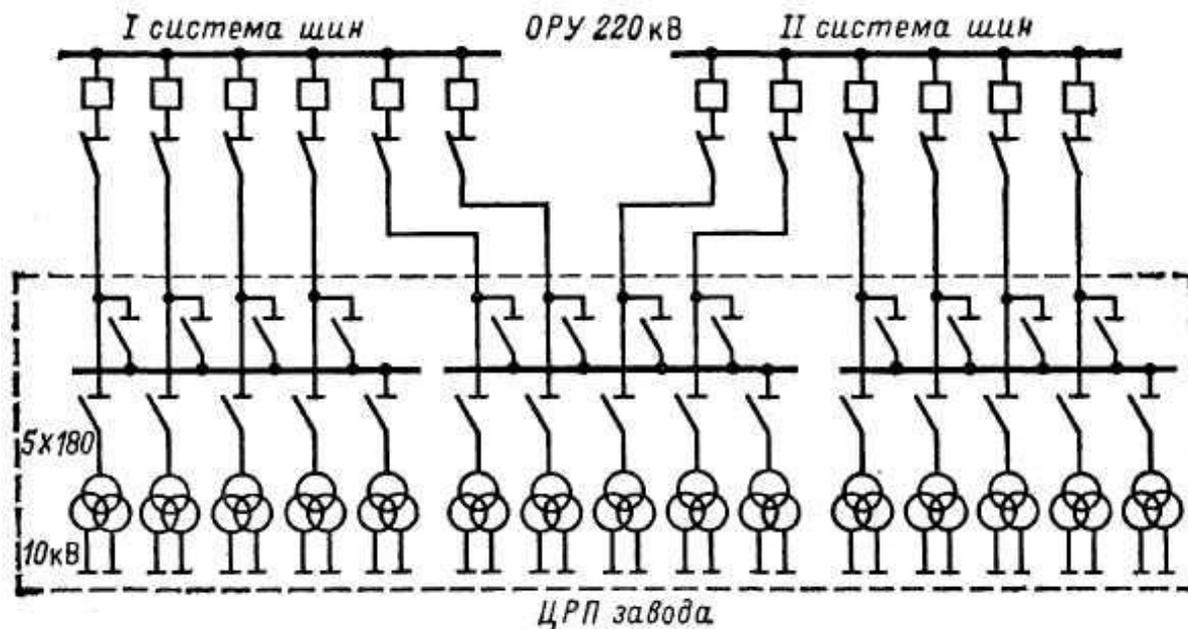


Рис. 3.7. Схема электроснабжения алюминиевого завода

3.2. 2. Схемы электрических сетей городов

В городах нашей страны сосредоточена большая часть потребителей электроэнергии: электропотребление в них составляет около 75 % (включая промпредприятия, расположенные на территории городов). Это предопределяет существенное влияние схем электроснабжения городов на общее построение электрической сети.

Города характеризуются высокой плотностью электрических нагрузок (от 2 до 40 МВ·А/км²) и большим количеством потребителей, расположенных на ограниченной площади. Это создаёт специфические условия, для которых проектируется схема электроснабжения.

Крайне ограниченная территория истеснённые условия для выбора трасс воздушных линий и площадок подстанций, повышенные архитектурно-эстетические требования к сооружаемым элементам сети диктуют необходимость применения простых схем подстанций, сооружения закрытых подстанций, двухцепных ВЛ и кабельных линий (КЛ). Значительная стоимость КЛ 110-220 кВ (в 12-15 раз выше, чем ВЛ) предопределяет их использование только в центральной части крупнейших городов. Воздушные линии и узловые подстанции следует располагать в пригородной зоне.

Большая концентрация электрических нагрузок, решающая роль электроэнергии в обеспечении нормальной жизнедеятельности города требуют высокой надежности электроснабжения. Электроприемники или их комплексы, а также отдельные потребители, при внезапном прекращении электроснабжения которых возникают опасность для жизни людей и нарушение работы особо важных элементов городского хозяйства, относятся к первой категории.

Проектирование схемы электрических сетей города должно выполняться с выявлением очередности развития на срок не менее 10 лет. Необходимо учитывать генеральные планы развития городов, которые выполняются на перспективу 25-30 лет.

Городские электрические сети классифицируются на: электроснабжающие сети 110 кВ и выше; питающие и распределительные сети 10(6) кВ. В качестве основного напряжения для городских сетей среднего напряжения в нашей стране принято 10 кВ. Аналогичная рекомендация принята МЭК для всех стран. В тех городах, где имеются сети 6 кВ, они, как правило, переводятся на напряжение 10 кВ.

Принципиальным вопросом построения схемы электроснабжения города является наивыгоднейшее число трансформаций энергии, т.е. количество её преобразований между напряжениями 110 и 10 кВ. Практика проектирования показывает, что введение промежуточного напряжения 35 кВ увеличивает капиталовложения и потери в сетях. Это является причиной отказа от его применения в проектируемых системах электроснабжения городов и ликвидации сетей этого напряжения в тех городах, где они существовали ранее. Таким образом, для городских сетей следует считать предпочтительной систему электроснабжения 110/10 кВ. К аналогичным выводам в результате многочисленных исследований пришли зарубежные специалисты.

Для электроснабжения крупных и крупнейших городов используются также сети напряжением 220 кВ и выше. С учетом сказанного, электроснабжающие сети условно делятся на:

- сети внешнего электроснабжения - линии 220 кВ и выше, обеспечивающие связь системы электроснабжения города с внешними энергоисточниками, и подстанции 220 кВ и выше, от которых питаются городские сети 110 кВ, а также линии 220 кВ и выше, связывающие эти подстанции;
- сети внутреннего электроснабжения - линии 110 кВ и подстанции 110/10 кВ, предназначенные для питания городских сетей СН (10 кВ); в отдельных случаях применяются глубокие вводы 220/10 кВ, которые также относятся к сетям внутреннего электроснабжения.

Выбор схемы электроснабжающей сети зависит от конкретных условий: географического положения и конфигурации селитебной территории города, плотности нагрузок и их роста, количества и характеристики источников питания, исторически сложившейся существующей схемы сети и др. Выбор производится по результатам технико-экономического сопоставления вариантов.

Разработана идеальная схема электроснабжения города, удовлетворяющая приведенным выше требованиям к рациональной схеме. Схема базируется на системе напряжений 110/10 кВ. Сеть 110 кВ выполняется в виде двухцепного кольца, охватывающего город и выполняющего роль сборных шин, которые принимают энергию от центров питания (ЦП) - местных электростанций или подстанций 220 кВ, расположенных на окраине или за пределами города. Электроснабжающая сеть города является звеном энергетической системы района. Глубокие вводы в районы с высокой плотностью и этажностью застройки выполняются кабельными линиями 110 кВ. Пропускная способность кольца 110 кВ должна обеспечивать перетоки мощности в нормальных и послеаварийных режимах при отключении отдельных элементов сети. Для более благоприятного распределения

мощности в кольце следует чередовать присоединение ЦП к сети 110 кВ и подстанций 110/10 кВ.

Пропускная способность сети 110 кВ может увеличиваться за счет «разрезания» кольца и подключения его к новым ЦП и за счет увеличения количества линий 110 кВ, т.е. повторения кольца с прокладкой линий по новым трассам и присоединения к ним новых подстанций 110/10 кВ. Присоединение сети 110 кВ кольцевой конфигурации к новым ЦП позволяет менять направление потоков мощности в ней, увеличивая пропускную способность без реконструкции.

Городские СЭС состоят из трех-четырёх структурно-иерархических уровней.

Первый уровень - снабжающие сети 35,110 кВ, а для крупных городов - 220 кВ. Построение сети 35,110 кВ в значительной степени зависит от размера города. Для малых городов и поселков городского типа характерно наличие одной понизительной ПС, имеющей, как правило, двустороннее питание и два трансформатора. Схема сети 35,110 кВ среднего города состоит из нескольких ПС 35,110 кВ, присоединенных к одной или нескольким линиям с двусторонним питанием. Эти ПС образуют внешнее кольцо электроснабжения. Они представляют собой независимые источники питания для потребителей, поскольку отказ любого из участков линии 35,110 кВ приводит к обесточиванию лишь одной ПС. В больших городах внешнее кольцо состоит из линий и ПС более высоких напряжений - 220, 330 кВ, которые питают ПС напряжением 35,110 кВ. Для больших городов характерно сооружение глубоких вводов, когда понизительная ПС 110,35 кВ сооружается по упрощенной схеме вблизи центров нагрузки; при этом сокращаются капиталовложения в сети 6,10 кВ, уменьшаются потери электроэнергии и повышается надежность электроснабжения.

Второй уровень - питающие сети 6,10 кВ, представляющие собой ЛЭП, которые отходят от шин центров питания (ЦП) и подают электроэнергию

наРП без присоединения к ним других потребителей. Питающая сеть не является технологически необходимым структурным уровнем в СЭС. Однако применение питающей сети имеет ряд преимуществ: возможность поэтапного развития сети без привлечения больших дополнительных капиталовложений; более простую организацию обслуживания; увеличение надежности электроснабжения потребителей за счет сокращения количества отключенных потребителей и времени поиска поврежденного оборудования.

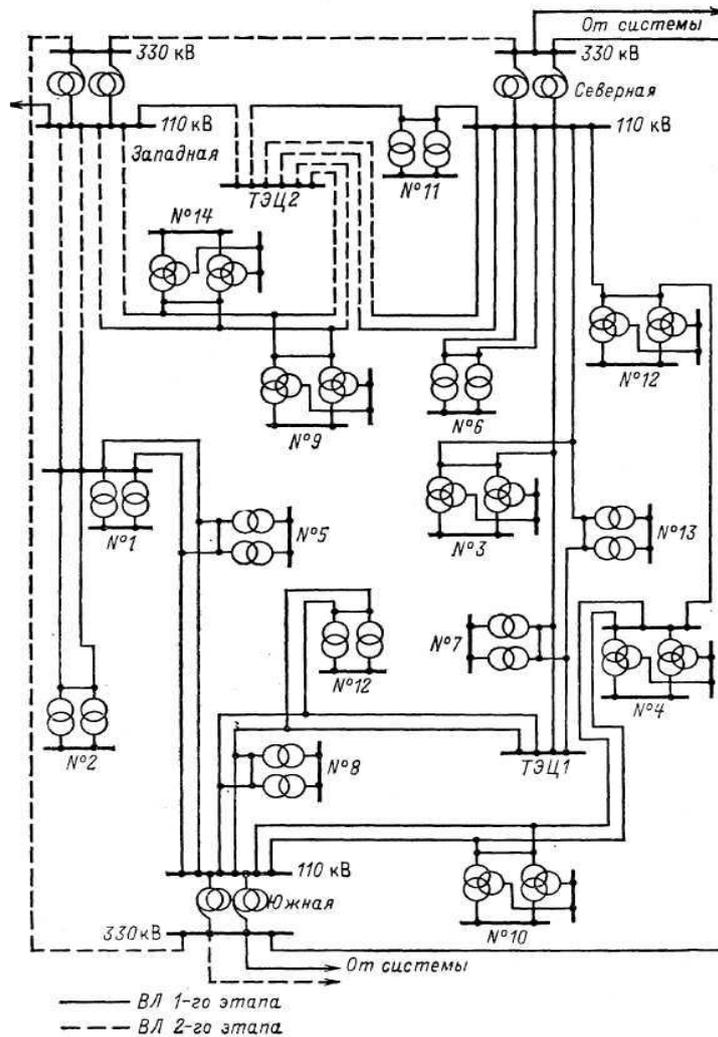


Рис. 3.8. Схема сети 110-330 кВ кольцевой конфигурации для электроснабжения крупного города

3.2.3. Сельские системы электроснабжения

Сельские СЭС относятся к сетям общего назначения, поскольку к ним присоединено большое количество разнородных потребителей, не связанных между собой общей технологией производства. Потребление электроэнергии в сельском хозяйстве увеличивается быстрее, чем по другим отраслям народного хозяйства. Это свидетельствует о возрастающей роли электроэнергии в сельском хозяйстве.

В сельской местности преобладают относительно маломощные потребители, прекращение электроснабжения которых не приводит к большому экономическому ущербу. По надежности в основном это потребители II и III категорий. В последнее время появилось много крупных потребителей, к которым относятся животноводческие и птицеводческие комплексы с технологией производства на промышленной основе. Так, мощность свинооткормочного комплекса на 54 тыс. голов составляет примерно 5 МВт, что соответствует мощности среднего машиностроительного завода. Отключение такого потребителя может привести к нарушению процесса сельскохозяйственного производства.

Для сельскохозяйственных потребителей характерна неравномерность их расположения на местности. Как правило, основная масса нагрузок концентрируется по населенным пунктам, которые могут находиться на большом расстоянии от центра питания. Для Европейской части России средний радиус электроснабжения зоны одной понизительной подстанции 35,110 кВ составляет 20...30 км. Для восточных и северных районов этот радиус еще больше.

Кроме того, для сельскохозяйственных потребителей характерна большая неравномерность суточных и сезонных графиков электропотребления. Для центра Европейской части РФ среднее число

часов использования нагрузки (на шинах 110 кВ ПС 35,110 кВ) составляет 3600 ч.

СЭС сельскохозяйственных потребителей в основном состоят из трех структурно-иерархических уровней: сети 35,10 кВ, распределительные сети 10 (реже 6 и 20 кВ) и сети 0,38 кВ.

Сети 35,110 кВ строятся следующим образом. От узловой подстанции со вторичным напряжением 35,110 кВ отходят линии, к которым присоединяются понизительные подстанции, расположенные в одном из центров сельскохозяйственных нагрузок. Подстанции присоединяются к линии либо через автоматические КА (выключатели, отделители) либо глухими отпайками. Линии 35,110 кВ, как правило, подключены на два ИП и работают в разомкнутом режиме (рис. 3.9).

Понизительные подстанции 35,110 кВ сооружаются одно - и двух - трансформаторными с одной и двумя секциями шин 10 кВ. Две секции шин 10 кВ объединяются секционными выключателями.

Сети 10 кВ в сельской местности представляют собой сложные разветвленные линии, к которым на глухих ответвлениях подключены ТП 10/0,4 кВ. Линии 10 кВ резервируются от соседних подстанций или шин своей же подстанции. В сельских сетях применяется полное и частичное резервирование. От понизительной подстанции отходят четыре-пять линий 10 кВ, к которым подключаются 10-15 ТП 10/0,4 кВ.

Наиболее часто применяются комплектные потребительские трансформаторные подстанции 10/0,4 кВ - КТП. В центрах нагрузок - на хозяйственных дворах, у ферм - устанавливают закрытые ТП проходного типа, имеющие более высокую надёжность, чем КТП. Такая ТП одновременно является секционирующим или резервирующим пунктом. Наиболее часто используют трансформаторы 10/0,4 кВ мощностью 63...250 кВА.

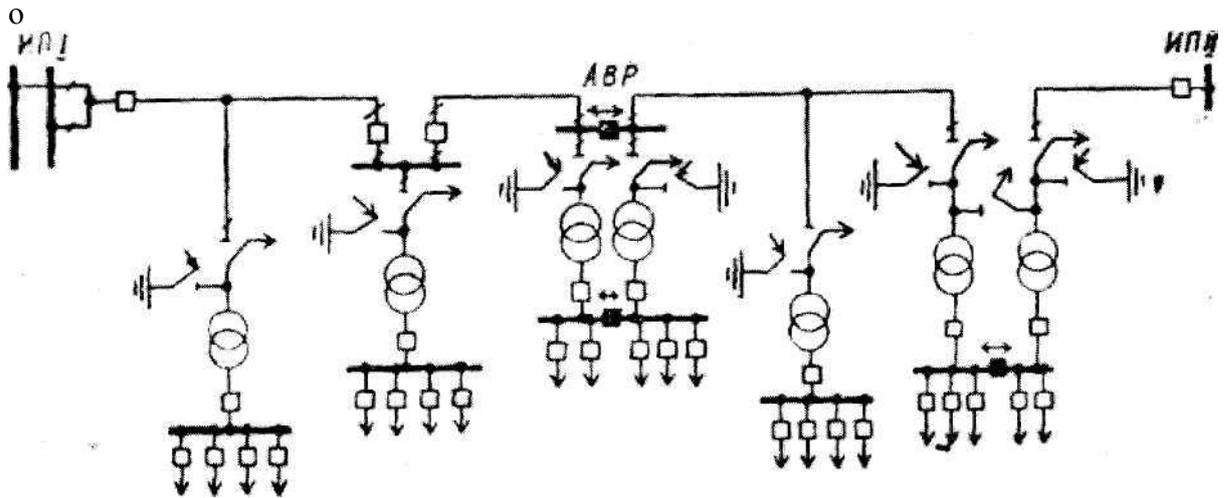


Рис. 3.19. Типичная схема сети 35,110 кВ в сельской местности

Для сельских электрических сетей напряжением 10 кВ наиболее рациональным способом построения является магистральный в виде петлевой схемы с ответвлениями рис. 3.10.

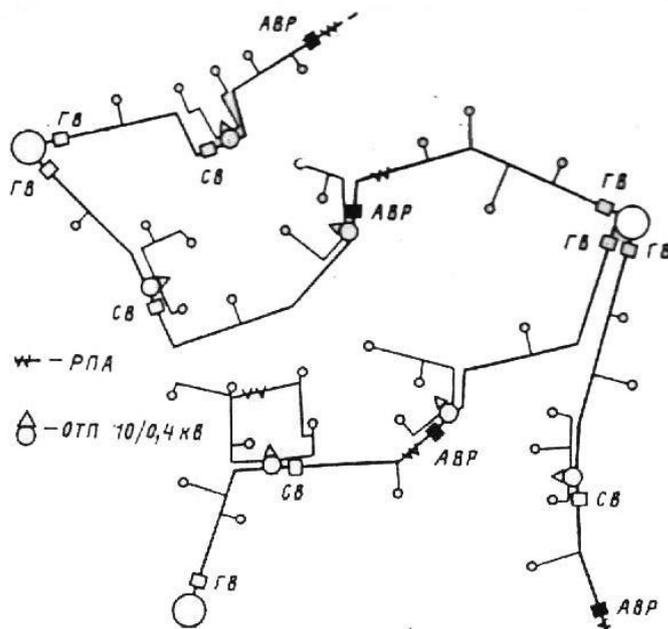


Рис. 3.10. Магистральная схема сети 10 кВ:

- - ВЛ 10 кВ;
- - подстанция 35(110)/10 кВ;
- △ - ТП 10/0,4 кВ;
- АВР - пункт автоматического повторного включения;
- СВ - секционирующий выключатель;
- ГВ - головной выключатель.

В сетях 10 кВ выделяется главное направление от шин одной подстанции 35(110)10 кВ до шин другой – магистраль. На магистрали устанавливаются устройства автоматического регулирования и

секционирования, причем резервирование осуществляется только от одной подстанции. На магистралях создаются узлы управления ближайшей частью сети в виде опорных трансформаторных подстанций (ОТП) 10/0,4 кВ, имеющих развитое распределительное устройство 10 кВ, или распределительные пункты, которые в дальнейшем могут использоваться как распределительные устройства 10 кВ подстанции 35(110)10 кВ.

ОТП устанавливают, как правило, возле ответственных потребителей, на хозяйственных дворах, в центральных усадьбах и сооружаются в закрытом исполнении. Распределительные пункты (РП) целесообразно располагать в узлах нагрузки, где в перспективе намечается строительство новой подстанции 35(110)10 кВ.

В ОПТ и РП размещаются устройства автоматического секционирования и резервирования, аппаратура автоматики, телемеханики, приборы определения расстояний до места повреждения, что в целом повышает надежность электрической сети.

ГЛАВА IV. РАСЧЁТЫ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

4.1. Определение расчётной нагрузки объектов проектирования систем электроснабжения

4.1.1. Расчётные нагрузки промышленных предприятий

4.1.1.1. Графики электрических нагрузок объектов

Режимы работы электроустановок на всех уровнях электроэнергетической системы характеризуется графиками нагрузки. Графиком нагрузки называют диаграмму изменения нагрузки электроустановки во времени.

1) По виду параметра, характеризующего нагрузку, различают графики:

- активной мощности $P=f(t)$;
- реактивной мощности $Q=f(t)$;
- полной мощности $S=f(t)$;
- реже применяется - тока $I=f(t)$

2) По продолжительности периода наблюдений:

- суточные ($t=24\text{ч.}$)
- годовые ($t=8760\text{ ч/год}$)
- сезонные

3) По внешним условиям:

- зимние (по характерным суткам 22 декабря)
- летние (по характерным суткам 22 июня)

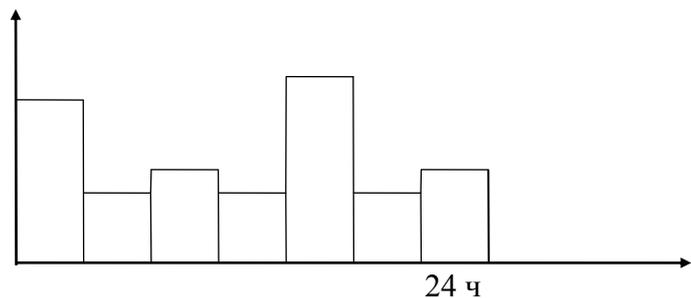
4) Так же могут быть:

- графики рабочих дней
- графики выходных дней

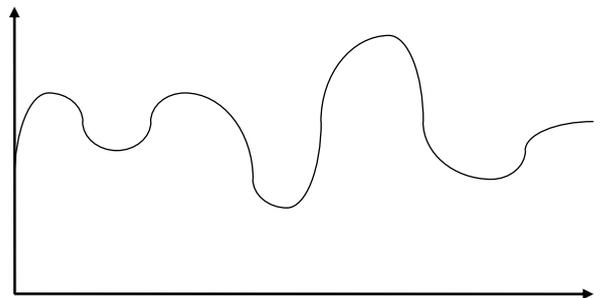
Основным обычно является зимний суточный график рабочего дня, остальные строятся в % (о.с.) к основному.

5) По способу построения (или по характеру наблюдений - регистрации)

-ступенчатые



-плавные (используются реже)



б) По задачам использования:

- текущие: отражают изменение параметра в течении суток (года)
- по продолжительности: отражают длительность работы электроустановки в течение года с различными нагрузками.



7) По времени снятия данных:

-фактические- по данным регистрирующих приборов за определенный период времени

-перспективные - составляемые при проектировании на основании данных о количестве и составе потребителей и их номинальной мощности.

8) По иерархии электроустановки в электроэнергетической системе:

-графики нагрузки потребителей (это могут быть графики нагрузки эл. приемника или их групп, объединяемых центром питания от уровня шинных сборок 0.4 кВ цеховых подстанций до уровня сборных шин 6-10 кВ и подстанций потребителей в целом и даже по отрасли промышленности);

-сетевые графики - на шинах районных подстанций;

-графики нагрузки энергосистем, обслуживающей совокупность промышленных, городских и сельских потребителей целого региона;

-графики нагрузки электростанций.

Графики нагрузок характеризуются следующими величинами (рис. 4.1):

$$P(Q)_{\min}, P(Q)_{\max} \text{ и } P_{\text{срсут}} = \frac{W_{\text{сут}}}{24} = \frac{\int_0^{24} P(t) dt}{24} = \frac{\sum P_i * T_i}{\sum T_i}$$

$$P_{\text{ср.год}} = \frac{W_{\text{сут}}}{8760} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{8760} = \frac{\sum P_i * T_i}{\sum T_i}$$

$P(Q)_{\text{max}_{\text{сут}}}$ - наибольшая нагрузка по суточному графику длительностью не менее получаса.

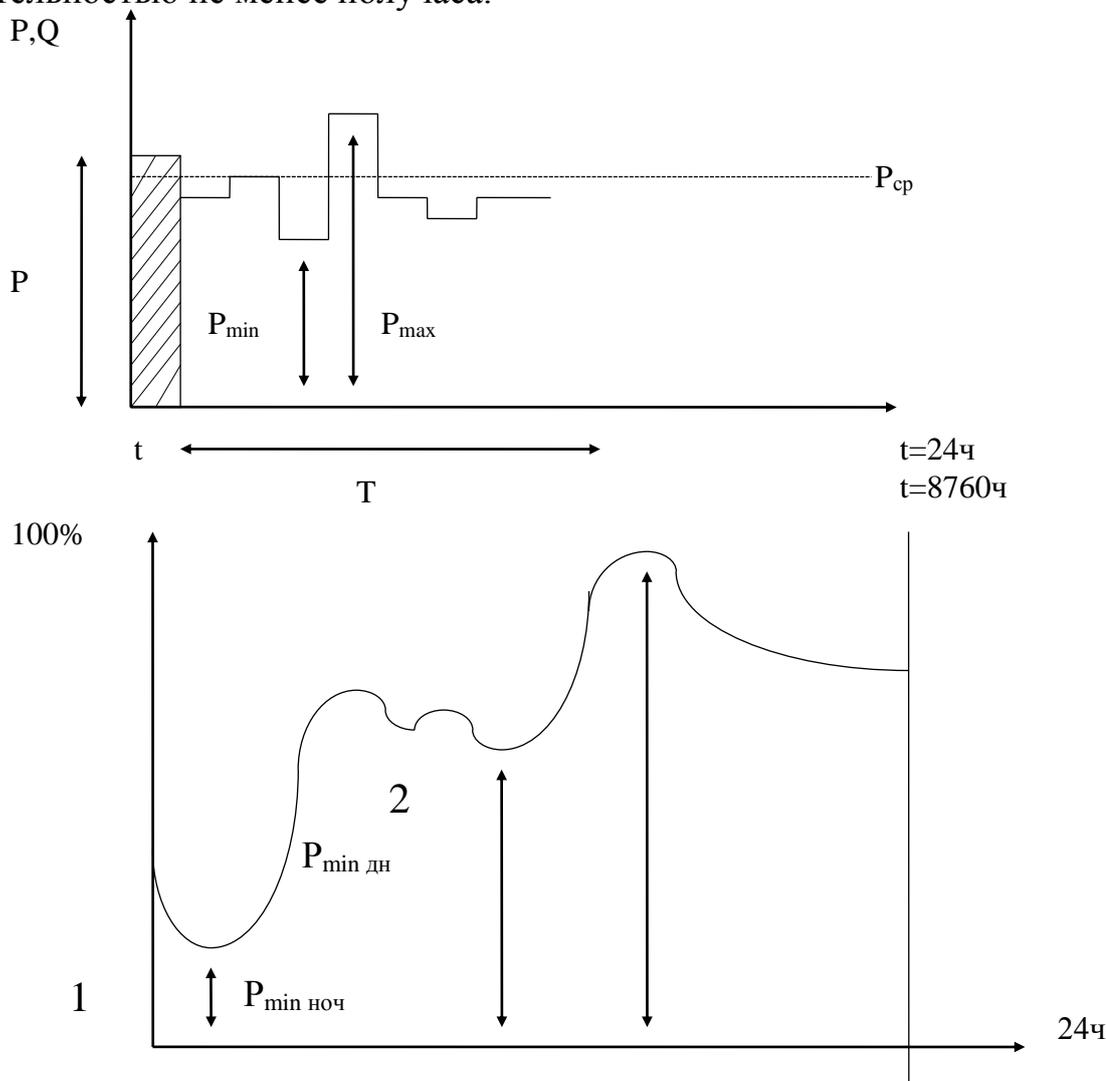


Рис. 4.1. Характерные параметры графиков нагрузки

W - площадь, ограниченная графиком нагрузки за сутки (год)

$$W = \int P(t) dt \text{ или } W = \sum P_i T_i$$

P_i - P ступени; T_i - продолжительность ступени.

На графиках выделяют зоны: $P < P_{\text{min}}$ - базовая; $P_{\text{min}} \leq P \leq P_{\text{ср}}$ - полубазовая;

$P_{\text{ср}} < P < P_{\text{max}}$ - пиковая

Используются и другие характерные зоны: 1 - базисная - $P < P_{\text{min}_{\text{ноч}}}$;

2 - полупиковая - $P_{\min_{\text{ноч}}} < P < P_{\min_{\text{дн}}}$; 3 - пиковая - $P_{\min_{\text{дн}}} < P < P_{\min}$.

Степень неравномерности графиков нагрузки можно характеризовать:

1) коэффициентом нагрузки (или коэффициентом заполнения графика нагрузки).

$$k_n \text{ (или } k_{3n}) = \frac{W_{\text{сум(год)}}}{T * P_{\max}} = \frac{W_{\text{сум}}}{24 * P_{\max}} \quad \text{или} \quad \frac{W_{\text{год}}}{8760 * P_{\max}} = \frac{P_{\text{ср.сум(год)}}}{P_{\max}}$$

K_n - показывает во сколько раз выработанное (потребленное) количество энергии меньше того, какое было бы выработано, если бы нагрузка все время была \max ; T - наблюдаемый период: сутки, год.

2) условной продолжительностью использования максимальной нагрузки.

$$T_{\max} = \frac{W_{\text{сум(год)}}}{P_{\max.\text{сум(год)}}} = \frac{P_{\text{ср}} * T}{P_{\max}} = k_n (k_{3n}) * T = k_n (k_{3n}) * 24 \quad \text{или} \quad k_n (k_{3n}) * 8760$$

T_{\max} - площадь прямоугольника со сторонами $P_{\max} * T_{\max}$ равна потребленной мощности и заменяет реальный график.

Графики нагрузки потребителей (перспективные) строятся на основании информации об установленной мощности эл. приемников P_y под которой понимают их номинальную (паспортную) мощность. Для группы эл. приемников:

$$P_{\text{уст}} = \sum P_{\text{ном}}$$

Мощность, потребляемая этими электроприемниками из сети ($P_{\text{пр}}$) называют присоединенной мощностью.

Для освещения (ламп накаливания) и нагревательных приемников:

$$P_{\text{пр}} = P_{\text{уст}} = P_{\text{уст}}$$

Для двигателей: $P_{\text{пр}} = P_{\text{уст}} / \eta = P_{\text{ном}} / \eta$,

где η - КПД.

Для группы эл. приемников:

$$P_{\text{пр}} = \sum P_{\text{ном}} / \eta_{\text{ср}}$$

где $\eta_{\text{ср}}$ - средний КПД (КПД электрической установки)

Максимальная нагрузка группы электроприемников.

$$P_{\text{max}} = k_0 * k_3 \sum P_{\text{пр}} = \frac{k_0 * k_3}{\eta_{\text{ср}}} * \sum P_{\text{ном}} = k_{\text{срр}} * \sum P_{\text{ном}}$$

где:

K_0 - коэффициент одновременности, показывающий какая часть присоединенной мощности работает во время максимальной нагрузки.

K_3 - коэффициент загрузки эл. приемников, показывающий степень загрузки эл. приемников, работающих во время максимальной нагрузки.

$K_{\text{срр}}$ - коэффициент спроса для группы эл. приемников.

Коэффициенты спроса из опыта эксплуатации для однотипных потребителей приводятся в справочной литературе.

Графики нагрузки электрических станций и подстанций строятся с учетом мощности одновременно потребляемой всеми подключенными потребителями и потерь мощности в линиях и трансформаторах электрической сети при распределении электрической энергии; а так же расхода эл. энергии на собственные нужды (обычно только для эл. станций учитывает $P_{\text{с.п.}}$).

Сетевые графики строятся с учетом потерь (без С.Н.).

Годовой график продолжительности нагрузок- показывает длительность работы эл. установки в течении года с разной нагрузкой.

4.1. 1. 2. Показатели графиков электрических нагрузок

Показателями графиков электрических нагрузок называются безразмерные расчетные коэффициенты, устанавливающие зависимость между номинальной установленной мощностью и видом расчётной нагрузки.

Для представления электрических величин и коэффициентов, характеризующих электропотребление, принята следующая система обозначений: показатели электропотребления индивидуальных ЭП обозначаются строчными буквами, а групп ЭП – прописными буквами латинского или греческого алфавита.

Номинальная (установленная) мощность одного ЭП – мощность, обозначенная на заводской табличке или в его паспорте. Применительно к агрегату с многодвигательным приводом под номинальной мощностью подразумевают наибольшую сумму номинальных мощностей одновременно работающих двигателей агрегата.

Групповая номинальная (установленная) активная мощность – сумма номинальных активных мощностей группы ЭП :

$$P_H = \sum_1^n p_n$$

где n- число электроприемников.

Номинальная реактивная мощность одного ЭП – реактивная мощность, потребляемая из сети или отдаваемая в сеть при номинальной активной мощности и номинальном напряжении, а для синхронных двигателей – при номинальном токе возбуждения.

Групповая номинальная реактивная мощность – алгебраическая сумма номинальных мощностей, входящих в группу ЭП.

$$Q_H = \sum_1^n q_n = \sum_1^n p_n \operatorname{tg} \varphi,$$

где $\operatorname{tg} \varphi$ - паспортное или справочное значение коэффициента реактивной мощности.

Групповая средняя активная или реактивная мощность за период времени T определяется как частное от деления расхода активной (W_a) или реактивной (W_p) энергии всех входящих в группу ЭП на длительность периода:

$$P_c = \frac{W_a}{T} \quad ; \quad Q_c = \frac{W_p}{T}$$

Средняя активная (или реактивная) мощность группы равна сумме средних активных (или реактивных) мощностей, входящих в группу ЭП (кроме резервных):

$$P_c = \sum_1^n P_c \quad ; \quad Q_c = \sum_1^n q_c$$

В дальнейшем, под термином «средняя активная (или реактивная) мощность» имеется в виду наибольшее возможное значение средней активной (или реактивной) мощности за наиболее загруженную смену продолжительностью $T=T_{см}$ ($T_{см}$ – продолжительность смены), то есть смену с наибольшим потреблением энергии группой ЭП, цехом или предприятием в целом.

Коэффициент спроса (K_c) – это отношение расчётной мощности P_p к суммарной номинальной мощности группы:

$$K_c = \frac{P_p}{P_H} = \frac{P_p \cdot P_{см}}{P_H \cdot P_{см}} = K_H \cdot K_M.$$

Следует отметить, что *применение коэффициента спроса для расчётов нагрузки оправдано при больших значениях $n_э$, т.е. при расчётах нагрузок целого участка, цеха, предприятия.* Для таких групп

$$K_c = (1,05 \dots 1,1) K_c.$$

Усреднённые значения K_c и K_H приведены в таблице.

Коэффициент формы графика нагрузки (K_ϕ) – характеризует неравномерность графика во времени. Он равен отношению средней квадратичной нагрузки $P_{ск}$ к её среднему значению $P_{см}$ за один и тот же интервал времени:

$$K_{\phi} = \frac{P_{СК}}{P_{СМ}}.$$

В условиях эксплуатации СЭС коэффициент формы определяют по показаниям счётчика за m интервалов времени T по выражению

$$K_{\phi} = \sqrt{m} \cdot \frac{\sqrt{\sum_{i=1}^m (\Delta \mathcal{E}_{ai})^2}}{\mathcal{E}_a},$$

где m - число интервалов времени T , на которое разбит весь график нагрузки.

Аналогично определяется коэффициент формы графика реактивной мощности $K_{\phi,р}$.

Исследованиями установлено, что для предприятий с ритмичным процессом производства и постоянным объёмом продукции коэффициент формы близок к постоянному и равен 1,1...1,15.

Коэффициент заполнения графика нагрузки (коэффициент нагрузки – K_H) – это отношение средней активной мощности $P_{СМ}$ к максимальной расчётной мощности P_p :

$$K_H = \frac{P_{СМ}}{P_p} = \frac{1}{K_M},$$

таким образом, коэффициент нагрузки является величиной обратной коэффициенту максимума нагрузки.

Коэффициентом использования отдельного электроприемника ($K_{и}$) или группой ЭП ($K_{г}$) называется отношение средней активной мощности отдельного ЭП (p_c) или группы ЭП (P_c) за наиболее загруженную смену к ее номинальному значению:

$$k = \frac{p_c}{p_n} \quad ; \quad K = \frac{P_c}{P_n}$$

В справочных материалах, содержащих расчетные коэффициенты для определения электрических нагрузок промышленных предприятий, справочные значения коэффициентов использования приведены по характерным (однородным) категориям ЭП. К одной характерной категории относятся ЭП, имеющие одинаковое технологическое назначение, а также одинаковые верхние границы возможных значений k_n и коэффициентов реактивной мощности $\operatorname{tg}\varphi$. Например, сверлильные станки относятся к характерной категории «металлорежущие станки», которая представлена в справочных материалах расчетными коэффициентами $k_n = 0,14$ и $\operatorname{tg}\varphi = 2,3$. Это означает, что активная и реактивная средняя (за максимально загруженную смену) мощность любого станка, относящегося к указанной характерной категории может быть выше $p_c = p_n * k_n$ и $q_c = p_n * \operatorname{tg}\varphi$ с вероятностью превышения не более 0,05.

Для группы, состоящей из ЭП различных категорий (то есть с разными k_n), средневзвешенный коэффициент использования определяется по формуле:

$$K_u = \frac{\sum_1^n k_n * p_n}{\sum_1^n p_n} = \frac{\sum_1^n p_c}{\sum_1^n p_n}$$

где n - число характерных категорий ЭП, входящих в данную группу.

Эффективное число электроприемников (n_e) – это такое число однородных по режиму работы электроприемников одинаковой мощности, которое обуславливает те же значения расчетной нагрузки, что и группа различных по мощности электроприемников. Величина n_e определяется по следующему выражению:

$$n_3 = \frac{2 \sum_{i=1}^n P_i}{P_{\text{нмакс}}}$$

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

Если найденное по этой формуле число n_3 окажется больше n , то следует принимать $n_3 = n$. В случае, если $P_{\text{нмакс}}/P_{\text{нмин}} \leq 3$, также принимается $n_3 = n$.

Расчетная мощность P_p , Q_p – это мощность, соответствующая такой неизменной токовой нагрузке I_p , которая эквивалентна фактической изменяющейся во времени нагрузке по наибольшему возможному тепловому воздействию на элемент системы электроснабжения. Вероятность превышения фактической нагрузки над расчетной не превышает 0,05 на интервале осреднения, длительность которого принята равной трем постоянным времени нагрева ($3T_0$) элемента системы электроснабжения, через который передается ток нагрузки (кабель, провод, шинопровод, трансформатор и т.д.).

Для одиночных ЭП расчетная мощность принимается равной номинальной. Для одиночных ЭП повторно-кратковременного режима расчетная мощность принимается равной номинальной, приведенной к длительному режиму.

Коэффициентом расчетной мощности (K_p) называется соотношение расчетной активной мощности P_p к значению средней мощности P_c группы ЭП с эффективным числом ЭП $n_3 \geq 2$:

$$K_p = \frac{P_p}{P_c}$$

Коэффициент расчетной мощности зависит от эффективного числа электроприемников, средневзвешенного коэффициента использования, а также от постоянной времени нагрева сети, для которой производится расчет электрических нагрузок.

$T_0=10$ мин – для сетей напряжением до 1 кВ, питающих распределительные шинопроводы, пункты, сборки, щиты. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 1 или номограмме (рис. 4.1)

$T_0=2,5$ часа – для магистральных шинопроводов и цеховых трансформаторов. Значения K_p для этих сетей принимаются по табл. 4. 2.

$T_0 \geq 30$ мин – для кабелей напряжением 6 кВ и выше, питающих цеховые трансформаторные подстанции и распределительные устройства. Расчетная мощность для этих элементов определяется при $K_p=1$.

Коэффициентом спроса (K_c) группы ЭП называется отношение расчетной активной мощности к номинальной мощности группы:

$$K_c = \frac{P_p}{P_n}$$

Коэффициентом одновременности (K_o) называется отношение расчетной мощности на шинах 6-10 кВ к сумме расчетных мощностей потребителей, подключенных к шинам 6-10 кВ.

$$K_o = \frac{P_p \Sigma}{\Sigma P_p}$$

Расчетная активная мощность цеха, предприятия в целом, выраженная через удельные показатели электропотребления

$$P_p = \frac{W_{уд} * M}{T_r}$$

$$P_p = P_{уд} * F$$

где $W_{уд}$ - удельный расход электроэнергии на единицу продукции;

M - годовой выпуск продукции в натуральном выражении;

$P_{уд}$ – удельная плотность максимальной нагрузки на 1 кв.м площади цеха, предприятия.

Годовой расход электроэнергии определяется по выражениям

$$W_{ар} = P_p * \alpha ; \quad T_r = P_p * T_m$$

$$W_{рг} = Q_p * T_{мр}$$

где α - коэффициент сменности по энергопользованию (из справочной литературы);

T_r - годовой фонд рабочего времени;

T_m (T_{mp}) - годовое число часов использования максимума активной (реактивной) мощности;

P_p , Q_p - расчетные нагрузки.

Коэффициент разновременности максимумов нагрузки ($K_{p.m.}$) – это отношение суммарного расчётного максимума нагрузки всего предприятия P_p к сумме расчётных максимумов всех цехов, замеренных для каждого цеха отдельно:

$$K_{p.m.} = \frac{P_p \Sigma}{\Sigma P_p}.$$

Этот коэффициент учитывает сдвиг во времени максимумов нагрузки различных цехов, приводящих к снижению максимума нагрузки предприятия. Приблизённо для системы внутреннего электроснабжения предприятия $K_{p.m.} = 0,85 \dots 1$.

В результате учёта коэффициента $K_{p.m.}$ расчётная нагрузка предприятия снижается, но она не может быть ниже средней за максимально загруженную смену P_{cm} .

Определение различных коэффициентов и значений электрической нагрузки базируется на том, что при расчёте известна номинальная мощность каждого приёмника (P_n) – обозначенная на его щитке или в паспорте, длительно допустимая по нагреву мощность.

Для приёмников повторно-кратковременного режима (ПКР) на заводской паспортной табличке указывается мощность при неравномерной нагрузке, когда кратковременные рабочие периоды чередуются с паузами, а длительность рабочего времени T_p и пауз T_0 в каждом цикле работы не превышает 10 мин. И характеризуется показателем *продолжительности включения* ($PВ_{пасп.}$):

$$PВ_{пасп.} = \frac{T_p}{T_p - T_0}.$$

Чтобы поставить сети, питающие приёмники ПКР, в равные по нагреву условия с приёмниками длительного включения с постоянной нагрузкой, необходимо привести нагрузку ПКР к номинальной длительной мощности при ПВ=100% по следующим формулам:

- для двигателей ПКР (краны, тельферы, подъёмники и т.п.)

$$P_H = P_{насп.} \cdot \sqrt{ПВ_{насп.}} ;$$

- для трансформаторов сварочных аппаратов, где задаётся мощность трансформатора $S_{насп.}$

- $P_H = S_{насп.} \cdot \sqrt{ПВ_{насп.} \cdot \cos\varphi_{насп.}}$,

- где $\cos\varphi$ - коэффициент мощности сварочного трансформатора по паспорту.

4.1.1.3. Последовательность расчета электрических нагрузок.

Расчет электрических нагрузок ЭП напряжением до 1 кВ производится для каждого узла питания (распределительный пункт, шкаф, сборка, распределительный шинопровод, цеховая трансформаторная подстанция), а также по цеху, корпусу в целом.

Исходные данные для расчета принимаются на основании полученных от технологов, сантехников и др. таблиц-заданий на проектирование электротехнической части и согласно справочным материалам, в которых приведены значения коэффициентов использования и реактивной мощности для индивидуальных ЭП.

Все ЭП группируются по характерным категориям с одинаковыми, независимо от мощности ЭП.

Резервные электроприемники, ремонтные сварочные трансформаторы и другие ремонтные электроприемники, а также электроприемники, работающие кратковременно (пожарные насосы, задвижки, вентили и т.п.), при расчетной мощности не учитываются.

Принимаются минимальная и максимальная мощности электроприемников одной характерной группы.

Для многодвигательных приводов учитываются все одновременно работающие электродвигатели данного привода. Если в числе этих двигателей имеются одновременно включаемые (с идентичным режимом работы), то они учитываются в расчете как один ЭП с номинальной мощностью, равной сумме номинальных мощностей одновременно работающих двигателей.

Для электродвигателей с повторно-кратковременным режимом работы не производится приведение их номинальной мощности к длительному режиму (ПВ=100%).

При включении однофазного ЭП на фазное напряжение он учитывается в графе 2 как эквивалентный трехфазный ЭП с номинальной мощностью:

$$p_n = 3 * p_{но} \quad q_n = 3 * q_{но}$$

где p_n , q_n - активная и реактивная мощности однофазного ЭП.

При включении однофазного ЭП на линейное напряжение он учитывается как эквивалентный трехфазный ЭП с номинальной мощностью:

$$p_n = \sqrt{3} * p_{но} \quad q_n = \sqrt{3} * q_{но}$$

При наличии группы однофазных ЭП, которые распределены по фазам с неравномерностью не выше 15% по отношению к общей мощности трехфазных и однофазных ЭП в группе, они могут быть представлены в расчете как эквивалентная группа трехфазных ЭП с той же суммарной номинальной мощностью.

В случае превышения указанной неравномерности номинальная мощность эквивалентной группы трехфазных ЭП принимается равной тройному значению мощности наиболее загруженной фазы.

При наличии в справочных материалах интервальных значений k_n следует для расчета принимать наибольшее значение. Значения k_n должны быть определены из условия, что четной для характерной категории ЭП должна быть не более 0,05. Определяется средняя

вероятность превышения значения фактической средней мощности над активной и реактивной мощностью каждой характерной группы электроприемников.

$$P_c = P_n * k_u \quad Q_c = P_c * \operatorname{tg} \varphi$$

Определяются суммарные значения средней активной и реактивной мощности

$$\sum P_c = \sum_1^m P_n * k_u \quad \sum Q_c = \sum_1^m P_c * \operatorname{tg} \varphi, \text{ где } m - \text{число характерных категорий ЭП.}$$

Определяется средневзвешенный коэффициент использования.

$$k_u = \frac{\sum P_c}{\sum P_n}$$

Значение K_u заносится в графу 5 итоговой строки.

Определяется эффективное число электроприемников по выражению.

$$n_{\text{э}} = \frac{2 \sum P_n}{P_{\text{н макс}}},$$

где $P_{\text{н макс}}$ - номинальная мощность наиболее мощного ЭП.

Значение $n_{\text{э}}$ заносится в графу 9 итоговой строки.

В зависимости от средневзвешенного коэффициента использования и эффективного числа электроприемников определяется коэффициент расчетной нагрузки K_p .

Расчетная активная мощность групп ЭП напряжением до 1 кВ определяется в зависимости от средней мощности P_c и соответствующего значения K_p (табл. 4. 1- 4.2).

$$P_p = K_p * P_c$$

Расчетная реактивная мощность определяется следующим образом:

для питающих сетей напряжением до 1 кВ в зависимости от $n_{\text{э}}$:

$$\text{при } n_{\text{э}} \leq 10 \quad Q_p = 1,1 Q_c$$

$$\text{при } n_{\text{э}} \geq 10 \quad Q_p = Q_c$$

Для магистральных шинопроводов и на шинах цеховых трансформаторных подстанций, а также при определении реактивной мощности в целом по цеху, корпусу, предприятию

$$Q_p = K_p \cdot Q_c$$

К расчетным силовым нагрузкам P_{pc} , Q_{pc} добавляются осветительные нагрузки P_{po} , Q_{po}

$$P_p = P_{pc} + P_{po}$$

$$Q_p = Q_{pc} + Q_{po}$$

Значение токовой расчетной нагрузки, по которой выбирается сечение линий по допустимому нагреву, определяется по выражению:

$$I = \frac{S_p}{\sqrt{3} \cdot U},$$

где $S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$ - полная расчетная мощность в кВА.

Расчетная мощность на шинах 6-10 кВ распределительных и главных подстанций определяется с учетом коэффициента одновременности, значение которого принимается согласно табл.3 в зависимости от величины средневзвешенного коэффициента использования и числа присоединений к сборным шинам РУ, ГПП.

$$P_p = \sum P_c \cdot K_o$$

$$Q_p = \sum Q_c \cdot K_o$$

$$S_p = \sqrt{P_p^2 + Q_p^2}$$

Таблица 4. 1. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p для питающих сетей напряжением до 1000 В

Ки nэ	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8
2	8,0	5,3	4,0	2,66	2,0	1,6	1,33	1,14	1,0
3	4,52	3,2	2,55	1,9	1,56	1,41	1,28	1,14	1,0
4	3,42	2,47	2,0	1,53	1,3	1,24	1,14	1,08	1,0
5	2,84	2,1	1,78	1,34	1,16	1,15	1,08	1,03	1,0
6	2,64	1,96	1,62	1,28	1,14	1,12	1,06	1,01	1,0
7	2,5	1,86	1,54	1,25	1,12	1,1	1,04	1,0	1,0
8	2,37	1,78	1,48	1,19	1,1	1,08	1,02	1,0	1,0

9	2,26	1,7	1,43	1,16	1,08	1,07	1,01	1,0	1,0
10	2,18	1,65	1,39	1,13	1,06	1,05	1,0	1,0	1,0
11	2,1	1,6	1,35	1,1	1,05	1,04	1,0	1,0	1,0
12	2,04	1,56	1,32	1,08	1,04	1,03	1,0	1,0	1,0
13	1,98	1,52	1,29	1,06	1,03	1,02	1,0	1,0	1,0
14	1,93	1,49	1,27	1,05	1,02	1,01	1,0	1,0	1,0
15	1,9	1,46	1,25	1,03	1,01	1,0	1,0	1,0	1,0
16	1,85	1,43	1,23	1,02	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
17	1,81	1,4	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
18	1,78	1,38	1,19	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
19	1,75	1,36	1,17	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
20	1,72	1,34	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
21	1,7	1,33	1,15	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
22	1,66	1,31	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
23	1,65	1,29	1,12	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
24	1,62	1,28	1,11	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
25	1,6	1,27	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
30	1,51	1,21	1,05	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
35	1,44	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
40	1,4	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
45	1,35	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
50	1,3	1,07	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
60	1,25	1,03	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
70	1,2	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
80	1,16	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
90	1,13	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0
100	1,1	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0

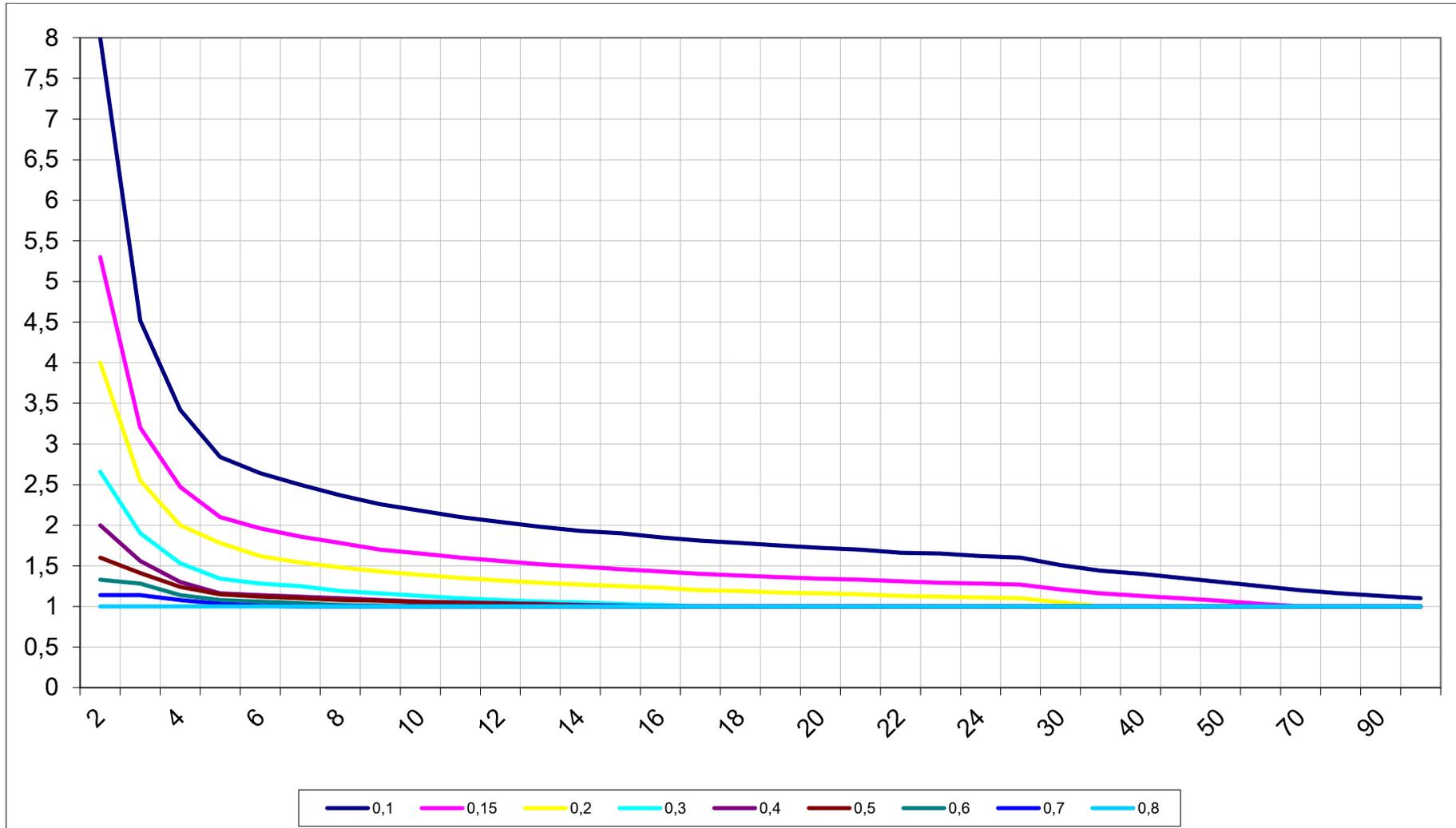


Рис 4. 1. Кривые коэффициента расчетных нагрузок K_p для различных коэффициентов использования K_i в зависимости от n , (для постоянной времени $T_0 = 10$ мин)

Таблица 4. 2. Значения коэффициентов расчетной нагрузки K_p на шинах н/н цеховых и для магистральных шинопроводов напряжением до 1000 В.

$K_{и}$ $n_{э}$	0,1	0,15	0,2	0,3	0,4	0,5	0,6	0,7 и более
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	0,9	0,9
25-50	0,75	0,75	0,75	0,75	0,75	0,8	0,85	0,85
Более 50	0,65	0,65	0,65	0,7	0,7	0,75	0,8	0,8

Таблица 4.3.

Значения коэффициентов одновременности K_0 для определения расчетной нагрузки на шинах напряжением 6 (10) кВ РУ

Средн. взвеш. коэффициент использования	Число присоединений				
	2+4	8	9+15	16+25	Более 25
$K_{и} < 0,3$	0,95	0,9	0,85	0,8	0,75
$0,3 \geq K_{и} \leq 0,5$	1,0	0,95	0,95	0,9	0,85
$0,5 \geq K_{и} \leq 0,8$	1,0	1,0	0,95	0,95	0,9
$K_{и} > 0,8$	1,0	1,0	1,0	1,0	0,95

Определение расчётной нагрузки по установленной мощности и коэффициенту спроса

Расчётная нагрузка для группы однородных по режиму работы приёмников определяется из следующих выражений:

$$P_P = K_C \cdot P_{ном.}; \quad Q_P = P_P \cdot tg\varphi; \quad S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} = \frac{P_P}{\cos \varphi},$$

где K_C - коэффициент спроса данной характерной группы приёмников, принимаемый по справочным материалам; $tg\varphi$ - соответствует характерному для данной группы приёмников $\cos\varphi$, определяемому по справочным материалам.

Величина K_C может быть принята в зависимости от коэффициента использования $K_{и}$ для данной группы приёмников в следующем соотношении

$K_C =$	0,4	0,5	0,7	0,8	0,9
$K_{и} =$	0,5	0,6	0,65-0,7	0,85-0,9	0,92-0,95

Расчётная нагрузка узла системы электроснабжения (цеха, корпуса, предприятия) определяется суммированием расчётных нагрузок отдельных групп приёмников, входящих в данный узел, с учётом коэффициента разновременности максимумов нагрузки:

$$S_P = \sqrt{\left(\sum_1^n P_P\right)^2 + \left(\sum_1^n Q_P\right)^2} \cdot K_{P.M.},$$

где $\sum_1^n P_P, \sum_1^n Q_P$ - соответственно суммы расчётных активных и реактивных нагрузок отдельных групп приёмников, определяемых по вышеприведённым формулам; $K_{P.M.}$ - коэффициенты разновременности максимумов нагрузок отдельных групп приёмников, принимаемый равным 0,85 – 1,0 в зависимости от места нахождения данного узла в системе электроснабжения предприятия.

Определение расчётной нагрузки по удельной нагрузки на единицу производственной площади

Расчётную нагрузку группы приёмников по удельной мощности можно определить по формуле:

$$P_p = p_0 \cdot F,$$

где F - площадь размещения приёмников группы, м²; p_0 – удельная расчётная мощность на 1 м² производственной площади, кВт/м².

Этот метод может быть использован для проектирования универсальных сетей цехов малого и среднего машиностроения, т.е. в таких сетях которые без переделок удовлетворяют любым изменениям технологического процесса и перестановкам оборудования.

Расчётные удельные нагрузки зависят от рода производства и выявляются по статистическим данным (в среднем они колеблются от 0,15 до 1,5 А/м²).

Определение расчётной нагрузки по удельному расходу электроэнергии на единицу продукции

Для приёмников, имеющих неизменные или мало изменяющиеся графики нагрузок, расчётная нагрузка принимается равной средней за наиболее загруженную смену. К таким приёмникам относятся электроприводы вентиляторов, воздухопроводов, насосов, печи сопротивления, приёмники поточно-транспортных систем и др.

$$\text{В этом случае } P_p = P_{CM} = \frac{M_{CM} \cdot \varepsilon_{a.y.}}{T_{C.M.}},$$

где $\varepsilon_{a.y.}$ - удельный расход активной электроэнергии на единицу продукции, кВт.ч.; $M_{C.M.}$ - количество продукции, выпускаемой за смену (производительность установки за смену); $T_{C.M.}$ - продолжительность наиболее загруженной смены, ч.

4. 1. 2. Расчётная нагрузка городской сети

Нагрузка жилого дома

Активная нагрузка жилого дома (квартир и силовых электроприёмников) определяется как

$$P_{ж.д.} = P_{уд.кв.} \cdot n + 0,9 \cdot (P_{л.дв.} + \sum P_{дв.}),$$

где $P_{уд.кв.}$ - удельная нагрузка квартир, зависящая от типа кухонных плит и числа квартир n в доме; $P_{л.дв.}$ - нагрузка двигателей лифтов; $P_{дв.}$ - нагрузка других двигателей (примерно 0,05 кВт/квартиру).

$$\text{В свою очередь } P_{л.дв.} = K_c \cdot \sum (P_{л.ном.} \cdot \sqrt{ПВ} + P_{доп.}),$$

где K_c - коэффициент спроса установок лифтов; $P_{л.ном.}$ - номинальная мощность электродвигателя лифта; $ПВ$ - продолжительность включения двигателя лифта, в среднем равная 0,6; $P_{доп.}$ - дополнительная нагрузка, создаваемая электрическим тормозом, аппаратами управления и освещением лифта (для двигателей 4,5 – 7 кВт составляет 1,5-2,5 кВт).

Реактивная нагрузка жилого дома

$$Q_{ж.д.} = P_{кв.уд.} \cdot n \cdot tg\varphi + 0,9(P_{л.дв.} \cdot tg\varphi_{c1} + \sum P_{дв.} \cdot tg\varphi_{c2}),$$

где $tg\varphi, tg\varphi_{c1}, tg\varphi_{c2}$ - величины, соответствующие $\cos \varphi$ электроприёмников квартир и силовых электроприёмников.

Нагрузка общественно-коммунальных предприятий и административных зданий определяется индивидуально в процессе разработки проектов.

Активная нагрузка линий низкого напряжения, питающей группу жилых домов

$$P_{Л.Н.} = P_{уд.кв.} \cdot N + 0,9 \cdot (P_{Л.ДВ.} + \sum P_{ДВ.}),$$

где $P_{уд.кв.}$ - удельная нагрузка квартир, зависящая от типа кухонных плит и числа квартир N ; N – суммарное число квартир, питаемых одной линией.

При наличии *неоднородных потребителей* нагрузка определяется с учётом коэффициента одновременности максимумов:

$$P_{Л.Н.} = P_{МАКС.} + \sum k_{0МАКС.i} \cdot P_i,$$

где $P_{макс.}$ - активная нагрузка потребителя, формирующего максимум нагрузки рассматриваемого элемента сети; $k_{0макс.i}$ - коэффициент одновременности максимумов жилых домов (квартир и силовых приёмников) и общественных зданий относительно нагрузки, формирующей максимум; P_i - активная нагрузка всех потребителей, кроме формирующего максимум нагрузки.

Определение реактивной нагрузки производится в соответствии с величинами $\cos \varphi$ отдельных потребителей.

При наличии *однородных потребителей* суммарная активная (реактивная) нагрузка трансформаторной подстанции (ТП) находится суммированием этих нагрузок. При наличии *неоднородных потребителей* нагрузки определяются с учётом коэффициента одновременности максимумов аналогично нагрузке линии низкого напряжения. Полная нагрузка ТП

$$\underline{S}_{ТП} = P_{ТП} + jQ_{ТП}.$$

Нагрузка линии среднего напряжения, питающей ряд ТП, определяется по сумме нагрузок трансформаторов 6-20/0,4 кВ с учётом коэффициентов одновременности $k_{0макс.}$:

$$S_{Л.С.} = k_{О.МАКС.} \cdot \sum S_{ТПi} .$$

Нагрузка на шинах центра питания (ЦП) 6-20 кВ определяется как сумма нагрузок линий среднего напряжения с учётом коэффициента одновременности максимумов $k_{о.макс.}$.

При наличии на подстанции двухобмоточного трансформатора нагрузка ЦП напряжением 35-330 кВ находится по нагрузке ЦП напряжением 6-20 кВ. В трёхобмоточном трансформаторе учитывается дополнительная нагрузка третьей обмотки трансформатора. Суммарная нагрузка определяется с учётом коэффициента $k_{о.макс.}$.

4.1.3. Определение расчётной нагрузки в сельских электрических сетях

Следует отметить, что проектирование систем сельского электроснабжения (ССЭ) отличается от методов проектирования электроснабжения городов и промышленных предприятий. В связи с этим возникает необходимость рассмотрения некоторых особенностей ССЭ, в частности, расчёт нагрузок и выбор сечений питающих токопроводов.

Для проектирования систем электроснабжения населенного пункта и района необходимо знание электрических нагрузок. Расчет электрических нагрузок проводят в соответствии с методикой, изложенной в руководящих материалах «Сельэнергопроекта». Прежде всего, следует определить нагрузку на вводе в отдельные объекты, в качестве которых в населенных пунктах могут быть жилые дома, общественные коммунально-бытовые помещения (школы, столовые, магазины и т. д.), производственные предприятия по производству и обработке с.-х. продукции (теплицы, животноводческие объекты, молокозаводы, птицефабрики и др.), а также мелкие производственные предприятия (мастерские, мельницы, пилорамы и т. д.). Электрическая нагрузка на вводе в жилой дом может быть определена различными способами, в зависимости от наличия исходной информации об

электропотребления за предыдущие годы, возможности использования газа в населенном пункте, типа застройки (старой и новой) и т. д.

При наличии сведений о существующем уровне годового электропотребления нагрузку на вводе в сельский жилой дом (или квартиру) определяют по номограмме рис. 4. 2. При этом следует иметь в виду возможный временный разрыв между процессами проектирования и введения в эксплуатацию системы электроснабжения, что учитывается увеличением расчетного года (на номограмме), по которому определяют нагрузку дома.

Если в течение расчетного периода электрифицируемый объект намечено газифицировать с использованием природного газа, то полученную по номограмме электрическую нагрузку следует уменьшить на 20 %.

Для вновь электрифицируемых населенных пунктов, а также при отсутствии сведений об электропотреблении расчетные нагрузки на вводах в жилые дома, в кВт, принимают по данным табл. 4.4.

При наличии бытовых кондиционеров расчетные нагрузки жилых домов увеличивают на 1 кВт.

Электрические нагрузки, как правило, рассчитывают отдельно для режимов дневного и вечернего максимумов. В случаях, когда известен только один какой-либо режим нагрузок, для расчета другого можно использовать коэффициенты дневного и вечернего максимумов k_d и k_v , табл. 4.5.

Полную дневную и вечернюю электрические нагрузки на вводе жилого дома определяют по формулам:

$$S_{\partial} = P_{\partial} / \cos \varphi \quad \text{и} \quad S_B = P_B / \cos \varphi \quad (4.1)$$

(значения $\cos \varphi$, приведены в табл. 4.6).

Максимальные дневные и вечерние электрические нагрузки на вводах в производственные и общественные коммунально-бытовые предприятия и помещения приведены в табл. 4.7.

Электрическая нагрузка наружного освещения улиц определяется типом светильника, шириной улиц и их покрытием. Значения электрической нагрузки уличного освещения в сельских населенных пунктах приведены в табл. 4.8.

Освещение территорий хозяйственных дворов принимается из расчета 250 Вт на помещение и 3 Вт на погонный метр длины периметра хоздвора.

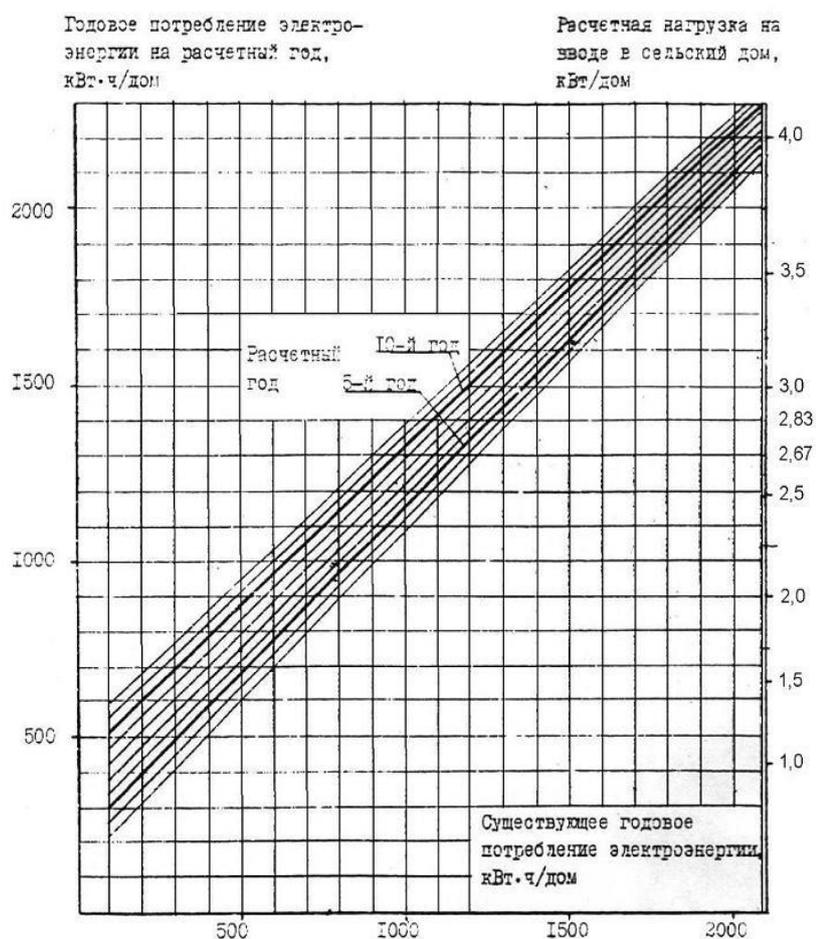


Рис. 4.2. Зависимость расчетной нагрузки на вводе в сельский дом и перспективного потребления электроэнергии от существующего уровня электропотребления

Ориентировочную суммарную электрическую нагрузку населенного пункта определяют одним из методов:

- методом суммирования электрических нагрузок с помощью коэффициента одновременности;

$$S_{\partial \Sigma} = k_o \cdot \sum_{i=1}^n S_{\partial i} ;$$

$$S_{\epsilon \Sigma} = k \sum_{i=1}^n S_{\epsilon i} + S_{ул}$$
(4.2)

где $S_{\partial i}$, $S_{\epsilon i}$ – дневная и вечерняя электрическая нагрузки на вводе I-го потребителя, кВт.А; $S_{ул}$ – электрическая нагрузка уличного освещения, кВт.А; k_o – коэффициент одновременности (табл. 1.6), отн. ед.; n – количество потребителей в населенном пункте, шт.;

- методом суммирования электрических нагрузок с помощью добавок

$$S_{\partial \Sigma} = S_{\partial_{max}} + \sum_{i=1}^n \Delta S_{\partial i} ;$$

$$S_{\epsilon \Sigma} = S_{\epsilon_{max}} + S_{ул} \sum_{i=1}^n \Delta S_{\epsilon i}$$
(4.3)

где $S_{\partial_{max}}$, $S_{\epsilon_{max}}$ – наибольшая дневная и вечерняя электрические нагрузки из всех потребителей населенного пункта; $\Delta S_{\partial i}$, $\Delta S_{\epsilon i}$ – добавки к значениям остальных дневной и вечерней электрических нагрузок.

При выборе способа суммирования электрических нагрузок необходимо учитывать, что если нагрузки потребителей отличаются по величине более чем в 4 раза, то применение коэффициента одновременности в этом случае не рекомендуется.

Выбор системы напряжения электроснабжения района.

Электроснабжение района может осуществляться по одной из систем напряжений: 110/35/10/0,38 кВ; 110/35/20/0,38 кВ, 110/35/0,38 кВ, 110/20/0,38

кВ или 110/10/0,38 кВ. На данном этапе проектирования выбор системы напряжений электроснабжения района может производиться без экономических расчетов, но, с учетом предельных длин сетей, количества ТП, приходящихся на одну ВЛ 10(35) кВ и мощностей ТП. При количестве ТП, приходящихся на одну ВЛ, - 5÷8 штук, при мощности большинства ТП (70-80 %) более 100 кВ·А, максимальной длине до наиболее удаленной точки ВЛ более 35 км целесообразно выбрать систему напряжений 110/35/0,38 кВ. Если количество ТП на одну ВЛ 10(35) кВ составляет 10-15 штук (мощность большинства (70-80 %) ТП более 100 кВ·А и максимальная длина до наиболее удаленной точки ВЛ более 35 км), может оказаться целесообразным строительство подстанций 35/10 кВ вблизи «центра тяжести» нагрузок этих ТП и применение системы напряжений 10/35/10/0,38 кВ. Если длина до наиболее удаленной точки ВЛ не превышает 15 км, то целесообразно выбрать систему напряжений 110/10/0,38 кВ. Применение систем напряжений 110/20/0,38 кВ и 110/35/20/0,38 кВ в настоящее время считается нецелесообразным при проектировании развития систем электроснабжения для районов, где это напряжение до сих пор не применялось. Эта рекомендация соответствует технико-экономическим расчетам, как самих сетей, так и дефицита оборудования на 20 кВ.

Выбор количества ТП в населенном пункте. Критерием выбора оптимального количества ТП в заданном населенном пункте является минимум дисконтированных затрат. Однако на первоначальном этапе проектирования еще неизвестны исходные данные, необходимые для определения этого критерия. Поэтому рекомендуется ориентироваться на дополнительные критерии выбора количества ТП в населенном пункте. К таким критериям относятся протяженность ВЛ 0,38 кВ, суммарная мощность подстанций и значения провала напряжения при запуске асинхронных электродвигателей.

Если радиус ВЛ 0,38 кВ превышает 0,5÷0,7 км при проектировании одной ТП в населенном пункте, то целесообразно рассмотреть вариант установки

двух и более ТП. При суммарной электрической нагрузке населенного пункта свыше 400 кВ.А и невозможности обеспечения допустимой глубины провала напряжения при запуске электродвигателя также целесообразно рассмотреть варианты установки двух и более подстанций в населенном пункте.

При целесообразности установки двух и более подстанций в населенном пункте желательно проектировать электроснабжение производственных и коммунально-бытовых потребителей от разных подстанций. Место расположения ТП выбирается в центре «тяжести» электрических нагрузок, присоединенных к данной подстанции, которое может быть определено по формулам:

$$X_{ТП} = \frac{\sum_{i=1}^n X_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad \text{и} \quad Y_{ТП} = \frac{\sum_{i=1}^n Y_i S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \quad (1.4)$$

где X_i , Y_i – координаты центров нагрузок потребителей, подключенных к ТП; S_i – расчетная мощность на вводе i -го потребителя.

При выборе места расположения подстанции на плане населенного пункта оси координат и масштаб X и Y принимаются произвольно.

Окончательное местоположение подстанции выбирается с учетом удобства ее размещения, обслуживания и возможности взаимного резервирования между ТП по ВЛ 0,38 кВ, что необходимо для потребителей первой категории по надежности электроснабжения, таких как больницы, инкубаторы, крупные животноводческие фермы, птицеводческие комплексы и др.

Расчет электрической нагрузки на участках ВЛ 0,38 кВ и подстанции 10(35)/0,4 кВ.

Расчетную электрическую нагрузку участков ВЛ 0,38 кВ и подстанции 10(35)/0,4 кВ определяют с учетом неодновременности включения потребителей, применяя для суммирования коэффициенты одновременности или добавки мощностей (формулы 4.2 и 4.3). При этом к большей из двух (или трех) нагрузок прибавляют добавку ΔS от меньшей. Отдельно рассчитывают дневной S_{∂} и вечерний $S_{в}$ максимумы нагрузок. Электрическую нагрузку ТП 10(35)/0,4 кВ получают, суммируя нагрузки головных участков отходящих линий (по добавкам мощностей или с помощью $K_{одн}$). В вечернем максимуме нагрузки необходимо учитывать также нагрузку наружного освещения с коэффициентом одновременности, равным единице. За расчетную нагрузку принимают большую (в целом для линии или подстанции) из S_{∂} и $S_{в}$.

При выборе количества трансформаторов на проектируемых подстанциях 10(35)/0,4 кВ принимают во внимание категории надежности электроснабжения потребителей.

Таким образом, если к отходящим от ТП 10(35)/0,4 кВ ВЛ 0,38 кВ подключены потребители I категории надежности электроснабжения, то необходимо на проектируемой подстанции 10(35)/0,4 кВ установить два трансформатора. Это связано с необходимостью обеспечения электроэнергией потребителей I категории по двум взаимно резервирующим ВЛ 0,38 кВ от двух независимых источников питания, причем переключение электроснабжения потребителя на резервную ВЛ (или на резервный источник питания) должно производиться автоматически.

Для обеспечения надежности электроснабжения потребителей II категории, мощностью 250 кВт и более также проектируют двухтрансформаторную подстанцию 10(35)/0,4 кВ, а при меньшей мощности – однотрансформаторную. Кроме того, электропитание потребителей

Категории, не допускающих перерыва более 0,5 ч, осуществляют по двум ВЛ 0,38 кВ с возможностью ручного переключения с одной ВЛ на другую.

При наличии в населенном пункте только потребителей III категории по надежности электроснабжения достаточно установить на ТП 10(35)/0,4 кВ один трансформатор.

Номинальную мощность трансформаторов на однострансформаторной подстанции 10(35)/0,4 кВ выбирают по экономическим интервалам нагрузок по табл. 1.7 в зависимости от расчетной полной мощности, среднесуточной температуры окружающей среды и вида электрической нагрузки.

Номинальная мощность трансформаторов на двухтрансформаторной подстанции 10(35)/0,4 кВ определяется из условий их работы в нормальном и аварийном режимах. Если нет резервирования в сетях 0,38 кВ, то номинальную мощность трансформатора выбирают по условию:

$$S_H \geq \frac{S_{рас}}{K_{ПС}}, \quad (4.5)$$

где $S_{рас}$ – расчетная мощность подстанции 10(35)/0,4 кВ, кВ·А; $K_{ПС}$ – коэффициент допустимой систематической перегрузки трансформатора подстанции.

Если в сетях 0,38 кВ применяется резервирование, то номинальную мощность трансформаторов на проектируемой подстанции 10(35)/0,4 выбирают по двум условиям:

$$\begin{aligned} S_H &\geq \frac{S_{рас}}{K_{ПС}}, \\ S_H &\geq \frac{S_{рас} + S_{рез}}{K_{на}} \end{aligned} \quad (1.6)$$

где $S_{рез}$ – электрическая нагрузка, резервируемая по сетям 0,38 кВ, кВ·А; $K_{на}$ – коэффициент допустимой аварийной перегрузки подстанции, зависящий от

степени загрузки трансформатора до аварии, и достигающий значений $1,5 \div 1,9$.

Как правило, марка трансформатора, устанавливаемого на проектируемой подстанции 10(35)/0,4 кВ – ТМ – трансформатор масляный.

Все вновь сооружаемые и реконструируемые подстанции 10(35)/0,4 кВ в основном следует проектировать, применяя серийно выпускаемые комплектные трансформаторные подстанции (КТП), при этом рекомендуется учитывать следующее:

- схемы электрических соединений подстанций приняты на основании утвержденных типовых схем и технико-экономического расчета;
- трансформатора на таких КТП применяются с переключением ответвлений без возбуждения (ПБВ);
- чтобы использовать трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой (РПН), необходимо специальное технико-экономическое обоснование;
- трансформаторы мощностью до 250 кВ·А рекомендуется применять со схемой соединения обмоток звезда-зигзаг с выведенной нейтралью обмотки 0,4 кВ;
- распределительное устройство 0,4 кВ рекомендуется использовать с автоматическими воздушными выключателями;
- мачтовые подстанции допускается применять наравне с КТП;
- при проектировании электроснабжения крупных с.-х. комплексов рекомендуется предусматривать подстанции внутренней установки, размещаемые в пристройках или в производственных зданиях;
- подстанции закрытого типа (в зданиях) применяют в районах с расчетными температурами ниже минус 40°C, со снежными заносами, с загрязненной атмосферой, с пыльными бурями, со стесненной застройкой поселков городского типа или при сооружении с.-х. комплексов;

- закрытые мачтовые подстанции и КТП наружной установки не ограждают, если расстояние от земли до высоковольтных вводов не менее 4,5 м;
- при проектировании больших производственных с.-х. объектов мощность отдельных ТП 10(35)/0,4 кВ не должна превышать 1000 кВ·А.

Расчет электрических нагрузок в сетях 10-35 кВ

Расчет электрических дневных и вечерних нагрузок на участках ВЛ 35-10 кВ проводят по формулам:

$$S_{\partial} = K_o \sum_{i=1}^n S_{\partial_i}; S_{\partial} = K_o \sum_{i=1}^n S_{\partial_i}; \quad (4.7)$$

если нагрузки потребителей отличаются более чем в 4 раза, то

$$S_{\partial} = S_{\partial_{\max}} + \sum_{i=1}^n \Delta S_{\partial_i}; S_{\partial} = S_{\partial_{\max}} + \sum_{i=1}^n \Delta S_{\partial_i}; \quad (4.8)$$

где K_o - коэффициент одновременности; $S_{\partial_{\max}}$ и $S_{\partial_{\max}}$ - максимальные дневная и вечерняя электрическая нагрузка ТП 10(35)/ 0,4 кВ, кВ·А; ΔS_{∂_i} , ΔS_{∂_i} - добавки к мощностям, определяемые для меньшей суммируемой нагрузки.

В сельском хозяйстве часто встречаются сезонные потребители, например, зернотоки, пункты по переработке овощей, фруктов и технических культур (лето и осень); теплицы и парники (зима и весна), орошение (осень). Если в зоне электроснабжения есть такие потребители, то кроме традиционного зимнего максимума нагрузки следует рассчитывать нагрузку сезона, если она составляет весной более 20 %, летом – более 30 %, а осенью – более 10 % мощности остальных потребителей. Коэффициенты сезонности приведены в табл. 1.10.

Таблица 4.4. Электрическая нагрузка на вводе в жилой дом

Населённые пункты	Электрическая нагрузка на вводе в дом, кВт	
	Газифицированный	Не газифицированный
Старая застройка (более 60 % домов построены более 20-ти лет назад)	1,	1,8
Преимущественно новая застройка	1,8	2,2
Города, поселки городского типа и поселки при крупных с.-х. комплексах и т. д. с благоустроенными квартирами	4,0	5,0

Таблица 4.5. Коэффициенты дневного и вечернего максимумов электрических нагрузок жилых домов

Жилой дом	Коэффициенты максимума, о.е	
	Дневного, Кд	Вечернего, Кв
С электроплитами и водонагревателями	0,6	1,0
С электроплитами	0,6	1,0
Без электроплит	0,3...0,4	1,0

Таблица 4.6. Значение $\cos \varphi$ для различных потребителей энергии

Вид потребителей электрической нагрузки	Значения $\cos \varphi$
Производственная	0,8
Коммунально-бытовая	0,9
Животноводческие комплексы (без электротепла)	0,75
Орошение мелкомассивное	0,8
Закрытый грунт на электрообогреве	0,95

Таблица 4.7. Электрические нагрузки производственных, общественных и коммунальных потребителей

Объект	Установленная мощность электроприемников, кВт	Максимальная электрическая нагрузка на вводе, кВ·А	
		Дневная S _д	Вечерняя S _в
1	2	3	4
Коровник привязного содержания с механизированным доением, уборкой навоза и электронагревателем: На 100 голов На 200 голов	20...31 35...57	13 22	13 22
Молочный блок при коровнике: 3 т молока в сутки 6 т молока в сутки	25 35	10 15	10 15
Помещение для ремонтного и откормочного молодняка: На 170...180 голов На 240...260 голов	3 5	1 2	3 5
То же с механизированной уборкой навоза: На 170...180 голов На 240...260 голов На 300...330 голов	12...23 17...40 20...43	5 6 9	8 10 15
Летний лагерь КРС: На 200 голов На 400 голов	23 35	15 20	15 20
Летний лагерь молодняка КРС на 400...5000 голов	5	1	5
Кормоприготовительное отделение при коровнике	7	7	7
Свинарник-маточник на 50 маток	4	2	4
То же, с навозоуборочным транспортером	11	2	7
То же, с теплогенератором	20	8	12
То же, с электрообогревом	60	30	30
Птичник: На 15...20. тыс. цыплят На 8 тыс. цыплят	65 52	35 30	35 30
Кормоцех птицефермы на 25...30 тыс. кур	60	35	12

Птичник клеточного содержания			
На 20 тыс. кур	85	37	50
На 30 тыс. кур	104	40	60
Овчарня:			
На 800...1000 овцематок	6	1	5
На 1000 голов молодняка	5	1	4
Выращивание и откорм свиней:			
12 тыс. голов	870	540	460
54 тыс. голов	2400	900	770
Откорм свиней:			
4000 тыс. голов	-	100	60
8000 тыс. голов	-	250	140
10000 тыс. голов	-	320	160
Выращивание и откорм свиней (с законченным циклом):			
3000 голов	-	140	90
6000 голов	-	200	140
10000 голов	-	400	200
Откорм свиней с электрообогревом молодняка:			
3000 голов	-	200	160
600 голов	-	300	250
10000 голов	-	600	400
Выращивание и откорм КРС:			
5000 голов	-	360	225
10000 голов	-	540	314
Птицефабрика по производству яиц:			
На 200 тыс. кур-несушек	-	1700	1750
На 400 тыс. кур-несушек	-	2360	2470
Птицефабрика мясного направления:			
На 250 тыс. бройлеров	-	250	250
На 500 тыс. бройлеров	-	435	435
Овцеводческая ферма с полным оборотом стада:			
На 2400 овцематок	-	180	180
На 3000 овцематок	-	210	210
На 5000 овцематок	-	300	300
Овцеводческая ферма мясомолочного направления:			
На 5000 голов	23	8	17
На 15000 голов	35	13	28
Стационарный зерноочистительный пункт производительностью:			

10т/ч	20	15	15
20 т/ч	40	25	25
Пункт по обработке и хранению зерна (ЗАР-5, ЗАВ-20) с механизированным хранилищем производительностью 20 т/ч	-	200	200
Сенажная башня	60	53	53
Холодильник для хранения фруктов емкостью:			
50 м* ¹	12	10	10
250 т* ²	62	45	45
700 * ³	195	120	120
Кузница	5	5	0,5
Мастерская обслуживания сельскохозяйственной техники	70	30	10
Центральная ремонтная мастерская на 25 тракторов	90	40	15
Гараж на 25 автомобилей с закрытой стоянкой для 5 машин	16	10	3
Плотницкая	5	5	1
Столярный цех	25	15	1
Лесопильный цех с пилорамой ЛРМ-79* ⁴	35	25	2
Жерновая мельница с поставом:			
5/4	10	7	1
8/4* ⁵	25	22	1
Мельница вальцовая производительностью 6 т/сут* ⁶	25	20	2
Маслобойка	20	12	1
Пункт первичной обработки льна	25	20	2
Мяльно-трепальный цех на 4т/сут	70	40	3
Кирпичный завод на 1...1,5 млн. кирпича в год* ⁷	30	25	8
Котельная с котлами «Универсал-б» на 2 котла	30	15	15
Парники на электрообогреве на 1 м ²	0,2	0,05	0,1
Теплица зимне-весенняя овощная пленочная или остекленная на 1 м ²	0,25	0,1	0,25
Теплица зимняя с обогревом от котельной на 1 м ²	-	0,02	0,02
Хлопкозаготовительный пункт с сушильно-очистительным цехом * ⁸	800	480	480
Вентиляционная установка для досушивания сена *	156	150	150
Начальная школа: На 40 учащихся	10	6	2

На 160 учащихся	20	12	4
Общеобразовательная школа с электроплитой на 320 учащихся	115	45	45
Спальный корпус школы-интерната на 50 мест	15	5	10
Столовая школы-интерната	15	10	5
Мастерская при сельской школе	15	8	2
Детские ясли-сад: На 50 мест	7	5	3
На 90 мест	20	12	8
Детские ясли-сад на 50 мест с электроплитой	30	20	12
Административное здание (контора)	25	5	5
Дом культуры со зрительным залом на 150...200 мест	30	5	15
Бригадный дом	6	2	5
Сельская поликлиника на 150 пос/смена	100	53	58
Фельдшерско-акушерский пункт	6	2	4
Столовая: На 25 мест	10	6	2
На 35...50 мест	15	10	3
На 75...100 мест	20	15	5
Торговый центр для поселков с населением 2 тыс. жителей	60	50	30
Магазин на 2 рабочих места (смешанный ассортимент)	5	2	4
Комбинат бытового обслуживания на 6 рабочих мест	5	4	1
Прачечная производительностью 0,125 т белья в смену	20	12	12
Баня на 10 мест	10	8	8

Примечания: *¹ Мощность наибольшего двигателя 14 кВт; *² Мощность наибольшего двигателя 13 кВт; *³ Мощность наибольшего двигателя 40 кВт; *⁴ Мощность наибольшего двигателя 22 кВт; *⁵ Мощность наибольшего двигателя 22 кВт; *⁶ Мощность наибольшего двигателя 10 кВт; *⁷ Мощность наибольшего двигателя 20 кВт; *⁸ Мощность наибольшего двигателя 55кВт; *⁹ Мощность наибольшего двигателя 13 кВт.

Таблица 4.8. Нагрузки уличного освещения в сельских населённых пунктах

Характеристика улиц	Расчетная нагрузка на 1 м длины улицы, Вт	Примечание
Поселковые улицы с асфальто-бетонными и переходными типами покрытий шириной: 50 м 10 м 20 м 30 м	4,5...6 6...8 8...9 11	Освещаются газоразрядными источниками света
Поселковые дороги и улицы с покрытиями простейшего типа шириной: 5 м 10 м 20 м	6...8 7,5...10 11...13	Освещаются лампами накаливания
Улицы и дороги местного значения и пешеходные шириной: 5 м 10 м 20 м	3...4 4...5 5...6	То же

Примечание. Меньшие нормы используют при высоте подвеса светильников 7 м для ламп накаливания и 8,5 м для газоразрядных источников света; большие – при высоте подвеса светильников соответственно 10 и 11 м.

Таблица 4.9. Коэффициенты одновременности для суммирования нагрузок потребителей в сети 0,38 кВ

Потребитель	Коэффициент одновременности при числе потребителей									
	2	3	5	7	10	15	20	50	100	200 и более
Жилые дома с идеальной нагрузкой на вводе										
1...2 кВт/дом	0,7	0,6	0,5	0,42	0,38	0,3	0,28	0,22	0,2	0,16
То же, 3...4 кВт/дом	0,7	0,6	0,47	0,4	0,36	0,28	0,26	0,18	0,15	0,12
Производственные потребители	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65	0,6	0,55	0,5	0,45	0,4

Таблица 4.10. Интервалы нагрузок для выбора мощности трансформатора на подстанции 10/0,4 кВ для Центра России с учетом экономических интервалов и допустимых систематических перегрузок (кВА) без учета роста нагрузки (числитель или с учетом % динамики роста нагрузки (знаменатель))

Вид нагрузки	Среднесуточная температура воздуха, °С	Строчка №	Номинальная мощность трансформаторов (кВ.А)					
			25		40		63	
			При сооружении	При реконструкции	При сооружении	При реконструкции	При сооружении	При реконструкции
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Коммунально-бытовая нагрузка	-10	1		До 35		<u>36-56</u>		<u>57-88</u>
	-5	2	До 30		<u>31-50</u>	36-56	<u>51-7</u>	56-87
	0	3	До 52		33-54	<u>35-55</u>	55-88	<u>66-86</u>
	+5	4		До 34		35-54		55-84
Производственная нагрузка	-10	5						
	-5	6	До 33	До 38	<u>34-57</u>	39-60	<u>58-86</u>	61-95
	0	7	До 36		37-60		61-93	
		8						
Смешанная нагрузка 0,2 0,5	-10	9		До 37		<u>38-58</u>		59-90
	-5	10	До 26	До 36	<u>27-44</u>	37-58	<u>45-67</u>	59-92
	0	11			29-48		49-73	<u>58-90</u>
	+5	12		До 35		<u>37-57</u>		59-91
Смешанная нагрузка 0,5 0,8	-10	13						
	-5	14	До 28	До 38	<u>29-48</u>	39-60	<u>49-73</u>	61-95
	0	15	До 30		31-52		<u>53-79</u>	
	+5	16			37-58			59-91
Птицеферма	-10	17		До 34		<u>35-50</u>		<u>51-72</u>
	-5	18	До 21	До 35		36-55		56-78
	0	19	До 22	До 34	22-35	35-50	36-54	51-72
	+5	20		До 33	23-58	35-54	39-58	55-78
ИТФ	-10	21						
	-5	22	До 25	До 38	26-43	39-60	44-66	61-88
	0	23	До 27		28-46		47-71	61-95
	+5	24		До 37		38-59		60-88 60-93
Строчка	Номинальная мощность трансформаторов (кВ.А)							
	100	160		250		400		

№	При соору жении	При рекон струк ции	При соору же нии	При реконстр укции	При соору же нии	При реконстр укции	При соору же нии	При реконст рукции
1	78-129 84	89-140	130-224 141-224	141-224	225-350	225-350	351-520 351-560	351-558 351-560
2	78-129 84-138	88-138	130-221 139-221	139-221	225-345	225-345	346-520 346-552	346-552
3	78-129 84-137	87-137	130-219 138-219	138-231	220-343	220-343	344-520 344-548	344-548
4	78-129 84-134	85-134	130-214 135-214	135-214	215-335	215-335	336-520 336-536	336-586
5,6 7,8	87-145 94-150	96-150	146-240 151-240	151-240	341-375	341-375	376-579 375-600	376-600
9		91-142 93-146	114-228 124-234	143-234 147-234	229-365 235-365	235-365	366-450 366-501	366-493 366-537
10 11 12	68-133 74-123	91-142 92-144 91-142 91-143 89-140	114-228 124-230 114-228 124-229 114-224 124-224	143-230 145-230 143-229 144-229 141-224	229-360 231-360 220-358 230-358 225-350 225-350	231-360 230-368 225-350	361-459 361-501 359-459 359-501 351-459 351-501	361-493 361-537 359-493 359-537 351-493 351-537
13 14 15 16	74-122 80-133	96-150 92-145	123-240 134-240 123-232 134-232	151-240 146-232	241-375 233-363	241-375 233-363	376-496 376-541 364-496 364-541	376-532 376-580 364-532 364-580
17 18 19 20	55-90 59-98	73-113 79-123	91-182 99-198	114-203 124-222 114-203 124-219 114-203 124-216 114-203 124-210	183-341 199-350 183-341 199-343 183-338 199-338 183-328 190-328	204-350 323-350 204-343 220-343 204-338 217-338 204-328 211-328	342-369 351-402 342-369 344-402 339-369 339-402 329-369 329-402	351-395 351-431 344-395 344-431 339-395 338-431 329-395 329-431
21 22 23 24	67-110 72-120	89-138 96-150 89-138 94-140	111-222 121-240 111-222 121-237	139-240 151-240 139-237 149-237	223-375 141-375 223-370 238-370	241-375 239-370	376-448 376-489 371-448 371-489	376-481 376-524 371-481 371-524
Вид нагруз- ки	Средне- суточна я темпера тура воздуха, °С	Номинальная мощность трансформаторов (кВ.А)						
		25	40	63	100	160	250	400
Свиноо ткормо чная ферма	10	До 33	34-53	54-83	84-132	133-211	212-330	331-528
Ремонт ная мастер	-5	До 33	34-52	53-82	83-130	131-208	209-325	326-520
	0	До 32	34-51	52-81	82-128	129-205	206-320	321-512
	+5	До 31	32-49	50-77	78-123	124-197	198-303	309-492

ская	-10	До 38	39-60	61-95	96-150	151-240	241-375	376-600
	-5 0 +5							
Теплично-парниковое хозяйство	+5	До 32	33-50	51-79	80-126	127-202	203-315	316-504
	+10	До 31	32-49	50-77	78-123	124-197	198-308	309-492

В случае, если среди производственных потребителей данной подстанции имеются оросительные насосные станции или зерноочистительно-сушильные пункты с общей расчетной мощностью, составляющей более 30 % от расчетной мощности, то расчетным сезоном считается лето, а среднесуточная температура воздуха принимается $+5^{\circ}\text{C}$, для теплично-парниковых хозяйств – весна (-5 или 0°C), а для остальных нагрузок – зима (-10°C).

Если от подстанции питаются несколько потребителей, например МТФ и мастерская, надо пользоваться той строкой таблицы, для которой нагрузка составляет более половины в величине расчетной мощности ТП.

Для ТП, питающих только конкретный производственный объект или 2-3 объекта (МТФ, птицеферма), можно допускать, что нагрузка этих объектов и % загрузки ТП не изменятся в течение расчетного срока и можно пользоваться числителем, а если нагрузка коммунально-бытовая или смешанная, следует учитывать ее постепенное возрастание и пользоваться знаменателями (принимается 8 %-й рост).

Таблица 4.11. Коэффициенты одновременности для суммирования электрических нагрузок ТП 10/0,4 кВ в сетях 10 кВ

Число ТП	2	3	5	10	20	25 и более
Коэффициент одновременности	0,9	0,85	0,8	0,75	0,7	0,65

Таблица 4.12. Коэффициенты одновременности для определения электрических нагрузок в сетях 35, 110 кВ

Число подстанций 110-35/10 кВ или линий 35, 110 кВ	2	3	4 и более
Коэффициент одновременности	0,9	0,85	0,8

Таблица 4.13. Коэффициенты сезонности сельскохозяйственных потребителей

Потребители	Коэффициенты сезонности для			
	зимы	весны	лета	осени
Обычные	1,0	0,8	0,8	0,9
Орошение	0,0...0,1	0,3...0,5	0,3...0,5	0,2...0,5
Парники и теплицы с электроподогревом	0,3	1,0	1,0	0
Осенне-летние потребители	0,2	0	0	1,0

4.1.4. Примеры решения задач

Пример 1. Определить среднеквадратическую нагрузку за интервал времени "Т" потребителей имеющих следующие установленные мощности: $P_1=12$ кВт; $P_2= 30$ кВт; $P_3=17$ кВт. Продолжительность работы каждого потребителя составило: $t_1=0,2$ ч; $t_2=25$ мин.; $t_3= 0,1$ ч.

Решение: Среднеквадратичная нагрузка определяется по выражению:

$$P_{СК.} = \sqrt{\frac{P_1 \cdot t_1 + P_2 \cdot t_2 + P_3 \cdot t_3}{t_1 + t_2 + t_3}} = \sqrt{\frac{12 \cdot 0,2 + 30 \cdot 0,42 + 17 \cdot 0,1}{0,2 + 0,42 + 0,1}} = 17,36 \text{ кВт.}$$

Пример 2. Определить расчётную нагрузку для выбора аппаратов защиты электрической сети к которой подключены потребители, имеющие следующую максимальную нагрузку: $P_1=12$ кВт; $P_2=9,8$ кВт; $P_3=3,5$ кВт. Продолжительность действия этих нагрузок соответственно составляет: 10 мин., 40 мин., 22 мин.

Решение. Поскольку продолжительность действия нагрузки $P_2=9,8$ кВт составляет 40 мин., т.е. более получаса (за расчётную нагрузку принимается получасовой максимум нагрузки), то и расчётная нагрузка в данной сети будет приближена к 9,8 кВт.

Пример 3. Определить эффективное число приёмников в электрической сети, если известна их установленная мощность: $P_1=5$ кВт; $P_2=12$ кВт; $P_3=18$ кВт; $P_4= 20$ кВт; $P_5=32$ кВт; $P_6=10$ кВт. Коэффициент использования равен 0,7.

Решение. Определяем эффективное число электроприемников по выражению: $n_{\text{Э}} = 2 \cdot \frac{\sum P_i}{P_{\text{НБ}}} = 2 \cdot \frac{5+12+18+20+32+10}{32} = 6$.

Пример 4. Определить расчётную нагрузку группы электроприёмников ($P_1=5$ кВт; $P_2=3$ кВт; $P_3=10$ кВт; $\eta_1 = 0,5$; $\eta_2 = 0,8$; $\eta_3 = 0,6$) которые работают с одинаковой загрузкой ($K_{31}=K_{32}=K_{33}=0,8$).

Решение.

Так как $n_{\text{Э}} = \frac{\left(\sum_1^n P_{Hi}\right)^2}{\sum_1^n P^2_{Hi}} = 2,42 \approx 3$ - т.е. меньше 4, то

$$P_P = \sum \left(\frac{P_{Hi}}{\eta_i} \right) \cdot K_{3i} = \left(\frac{5}{0,5} + \frac{3}{0,8} + \frac{10}{0,6} \right) \cdot 0,8 = 24,33 \text{ кВт}.$$

Пример 5. Определить действительную нагрузку двигателя крана, если известны следующие паспортные данные:

$$P_{\text{наст.}} = 120 \text{ кВт}; \text{ ПВ} = 85\%.$$

Решение.

$$D_i = D_{\text{наст.}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}_{\text{наст.}}} = 120 \cdot \sqrt{0,85} = 120 \cdot 0,92 = 110,4 \text{ кВт}.$$

Пример 6. Определить действительную нагрузку сварочного трансформатора, если известны: $S_{\text{наст.}} = 12 \text{ кВА}$; $\text{ПВ}_{\text{наст.}} = 55\%$; $\cos \varphi_{\text{наст.}} = 0,82$.

$$\text{Решение. } P_H = S_{\text{наст.}} \cdot \sqrt{\text{ПВ}_{\text{наст.}}} \cdot \cos \varphi = 12 \cdot \sqrt{0,52} \cdot 0,82 = 12 \cdot 0,72 \cdot 0,82 = 7,08$$

Пример 7. Определить расчётную нагрузку привода вентилятора с производительностью 45 м³/час, если расход электрической энергии на 1 м³ составляет 4,5 кВт. Продолжительность работы вентилятора равна 24 ч.

Решение.

$$P_P = \frac{M_{\text{см}} \cdot \varepsilon_{\text{а.у.}}}{T_{\text{см}}} = \frac{45 \cdot 4,5}{24} = 8,44 \approx 8,5 \text{ кВт}.$$

Пример 8. Определить активную нагрузку жилого дома, если известны:

Активная нагрузка одной квартиры – 9 кВт; суммарная нагрузка двигателей лифтовых установок – 90 кВт; суммарная нагрузка других двигателей – 32 кВт. Количество квартир составляет 856.

Решение.

$$P_{ж.д.} = P_{уд.кв.} \cdot n + 0,9 \cdot (P_{л.дв.} + \sum P_{дв.}) = 9 \cdot 856 + 0,9 \cdot (32 + 90) = 7813,8 \text{ кВт}$$

Пример 9. Определить суммарную расчётную нагрузку сельскохозяйственных потребителей, имеющих следующие исходные данные: $S_1 = 10 \text{ кВА}$; $S_2 = 18 \text{ кВА}$; $S_3 = 4 \text{ кВА}$; $S_4 = 44 \text{ кВА}$; $S_5 = 25 \text{ кВА}$; $\Delta S_1 = 6,2 \text{ кВА}$; $\Delta S_2 = 11,2 \text{ кВА}$; $\Delta S_3 = 2,4 \text{ кВА}$; $\Delta S_5 = 15,7 \text{ кВА}$.

Решение. $S_{\text{д.а.н.к.}} = S_{\text{max.}} + \sum \Delta S_{i \text{ min}} = 44 + 6,2 + 11,2 + 2,4 + 15,7 = 79,5.$

4.2. Методы выбора сечений проводов в сельских линиях электропередачи

Общие сведения

Методы выбора сечений проводов многочисленны и различны для линий электропередачи разных классов напряжений и типа исполнения. Они изменяются со временем в связи с усовершенствованием самих линий и появлением новых требований потребителей к надежности электроснабжения и качеству электроэнергии. Ранее существовали методы выбора проводов: по допустимой потере напряжения, на минимум расхода металла, но в них не учитывались требования надежности электроснабжения, и не оговаривалось минимально возможное сечение проводов для применения в разных типах линий. Так, на воздушных линиях напряжением 0,38 и 10 кВ выбирались алюминиевые провода малых сечений, которые в дальнейшем при эксплуатации являлись причиной аварий.

В настоящее время в Российском объединении Сельэнергопроект разработана концепция развития сельских электрических сетей, в которых

учтены современные требования к линиям электропередачи с позиций качества электроэнергии и надежности электроснабжения. Например, на воздушных линиях 10 кВ следует применять провода марки СИП и минимальное сечение на отпайки ВЛ 10 кВ – АС35, а на магистрали – АС70.

В связи с изложенным, упомянутые методы выбора сечений проводов утратили свою целесообразность и необходимость, но появились другие.

В таблице 4.13 приведены нормативные и рекомендуемые методы расчета для воздушных линий разных напряжений и внутренних проводок. Рассмотрим эти методы более подробно.

Расчет внутренних электропроводок. Внутренние проводки выбираются из условия допустимой температуры нагрева провода. Допустимый нагрев для проводов и кабелей с резиновой изоляцией составляет 65°C , для кабелей с бумажной изоляцией при напряжении 3 кВ – 80°C , при 6 кВ – 65°C , при 10 кВ – 60°C и при 20-35 кВ – 50°C . Провод нагревается проходящим по нему током до температуры, при которой количество теплоты, получаемое проводом, становится равным количеству теплоты, отдаваемой в окружающую среду с его поверхности. Потеря теплоты проводом в окружающую среду происходит главным образом за счет конвекции, то есть теплового движения воздуха окружающего провод. Значительно меньше теплоты теряется лучеиспусканием и совсем малое количество за счет теплопроводности воздуха.

Таблица 4.14. Классификация методов выбора сечений проводов в линиях электропередачи

№ п/п	Типы линий электропередачи	Методы расчета (нормативные)	Технические ограничения при выборе сечений
1	2	3	4
1	Внутренние проводки	По условиям нагрева	Температура нагрева провода и соответствующий допустимый ток в проводе
2	Воздушные линии напряжением 0,38 кВ	1. По экономическим интервалам. 2. По рабочему току	1. Качество электроэнергии $\Delta U_{\text{ВЛ}0,38} \leq \Delta U_{\text{доп}}$ 2. Надежность. Минимально возможное сечение провода СИП 16

			3. Чувствительность защиты ВЛ 0,38 кВ $\frac{I'_k \text{ в конце ВЛ } 0,38}{I_{н.расцеп.}} \geq 3$
3	Воздушные линии напряжением 10 кВ	1. Магистральный метод. 2. По экономической плотности тока и эквивалентному току 3. По экономическим интервалам	1. Качество электроэнергии $\Delta U_{ВЛ10} \leq \Delta U_{доп}$ 2. Надежность электроснабжения. Минимальное сечение магистрали АС70, а отпайки АС35, СИП 3А, сечением 16
4	Воздушные линии напряжением 35 кВ	По экономической плотности тока	Надежность электроснабжения. Минимальное сечение провода АС70
5	Воздушные линии напряжением 110 кВ	По экономической плотности тока	1. потери на «корону» минимальное сечение провода АС70 2. Надежность электроснабжения. Минимальное сечение провода АС95

В изолированных проводах возникает дополнительное тепловое сопротивление, возрастает поверхность охлаждения и усиливается отдача теплоты лучеиспусканием.

Для данного провода при заданном токе температура нагрева постоянна при неизменных окружающих условиях. Задача выбора провода состоит в подборе такого тока и соответствующего ему сечения, при котором температура его нагрева не превысит допустимое значение. Когда температура провода установилась, то справедливо уравнение равенства между количеством полученной теплоты и отданной

$$I^2 r \tau = c S (t - t_0) \tau \quad (4.9)$$

где c – коэффициент теплоотдачи поверхности провода Вт/см², Вт/(м²·°С); S – площадь поверхности провода, м²; t – температура поверхности провода, °С; t_0 – температура окружающей среды, °С; τ – время, с; I – сила тока, А; r – активное сопротивление провода, Ом.

Из уравнения (4.9)

$$I^2 = cS(t - t_o)/r \quad (4.10)$$

Подставляя в уравнении (4.10) значения

$$S = \pi d \ell \text{ и } r = \frac{\ell}{\gamma F} = \frac{4\ell}{\gamma \pi d^2},$$

где d – диаметр провода; ℓ – длина провода; γ – удельная проводимость материала провода; F – сечение провода, получаем

$$I = \frac{\pi}{2} \sqrt{cd^3 \gamma (t - t_o)}, \quad (4.11)$$

Формула (4.11) определяет допустимый ток в проводе, если известны входящие в нее величины. При расчетах обычно допустимый ток находят по таблицам.

Если необходимо значение тока для другой температуры, то вводят температурный коэффициент, полученный при анализе формулы (4.11)

$$K_t = \sqrt{\frac{t' - t_o}{t - t_o}}, \quad (4.12)$$

а для другого материала

$$I_{Al} = I_M \sqrt{\gamma_{Al} / \gamma_M}. \quad (4.13)$$

Расчет допустимого тока и соответствующее ему сечение провода начинают с конца линии и ведут в следующей последовательности

1. Рассчитывают рабочий $I_{раб}$ и максимальный $I_{макс}$ токи на участке

$$I_{раб} = \frac{P \cdot K_3}{\sqrt{3} U_H \cos \varphi \cdot \eta} \quad (4.14)$$

$$I_{макс} = I_{раб} \cdot K_{пуска}, \quad (4.15)$$

где P – активная мощность двигателя (или осветительной линии); U_H – номинальное напряжение, η – к.п.д.; $\cos \varphi$ – коэффициент мощности двигателя; $K_{п}$ – кратность пускового тока асинхронного двигателя.

Если по участку линии подается питание к нескольким потребителям, то

$$I_{раб} = m \sum_{i=1}^n I_{раб_i},$$

$$I_{макс} = m \sum_{i=1}^n I_{раб} + I_{пуск_n},$$
(4.16)

где n – количество потребителей; m – коэффициент одновременности.

2. Выбирают защитный аппарат, плавкий предохранитель или автоматический выключатель, которые устанавливают на вводе, в начале каждого участка и в местах, где меняется сечение провода.

Плавкий предохранитель – это проводник, помещенный в фарфоровый корпус, включенный последовательно в каждый фазный провод линии; представляет собой ослабленное звено цепи и перегорает, когда ток линии возрастает сверх допустимого, не позволяя повышаться температуре нагрева проводов выше нормируемого значения.

Во внутренних проводках применяют предохранители двух типов: пробочные и трубчатые. Их номинальные токи в амперах нормированы по следующей шкале: 4, 6, 15, 20, 25, 35, 50, 60, 80, 100, 125, 160, 200, 225, 260, 300 А.

Плавкие предохранители выбирают из трех условий. Ток плавкой вставки должен быть:

а) больше или равен рабочему току

$$I_{\epsilon} \geq I_{раб} \quad (4.17)$$

б) учитывать запуск двигателя

$$I_{\epsilon} \geq \frac{I_{макс}}{\alpha}, \quad (4.18)$$

где α – коэффициент, учитывающий тяжесть запуска электродвигателя; если редкие пуски с продолжительностью запуска 8-10 с $\alpha = 2,5$; если частые продолжительностью до 30-40 сек, то $\alpha = 1,6 \div 2,0$;

в) следует принимать во внимание условие селективности действия защиты. Селективность – это способность отключать только

поврежденный участок, причем ближайшим к месту повреждения отключающим аппаратом.

Из условия селективности каждый последующий предохранитель (выключатель) по направлению к источнику питания, должен иметь номинальную плавную вставку, по крайней мере, на одну ступень больше предыдущей. Номинальный ток плавкой вставки должен быть больше или равен большему значению из перечисленных

$$I_{н.в} \geq I_{\epsilon} \quad (4.19)$$

3. По номинальному току плавкой вставки выбирают сечение провода в зависимости от того, будет он защищен только от коротких замыканий или также и от перегрузок. По правилам устройства электроустановок от перегрузок следует защищать осветительные сети в жилых и общественных зданиях, торговых и служебно-бытовых помещениях промышленных предприятий, а также в пожаро- и взрывоопасных зонах. Сетям любого назначения, выполненным проводами с горючей изоляцией, при открытой прокладке необходима также защита от перегрузки. В упомянутых случаях ток допустимый в проводе $I_{доп}$ равен:

$$I_{доп} \geq 1,25 I_{н.в}. \quad (4.20)$$

Для кабелей с бумажной изоляцией

$$I_{доп} \geq I_{н.в}. \quad (4.21)$$

Для случаев, при которых необходима защита только от коротких замыканий

$$I_{доп} \geq I_{н.в}, \quad (4.22)$$

но не менее длительного рабочего тока

$$I_{доп} \geq I_{раб} \quad (4.23)$$

По допустимому току из таблиц* подбирают допустимый табличный ток $I_{доп.т}$ и соответствующее ему сечение провода:

$$I_{доп.т} \geq I_{доп}$$

- В справочных таблицах даны допустимые токи для проводов и кабелей с медными и алюминиевыми жилами и различными способами прокладки.

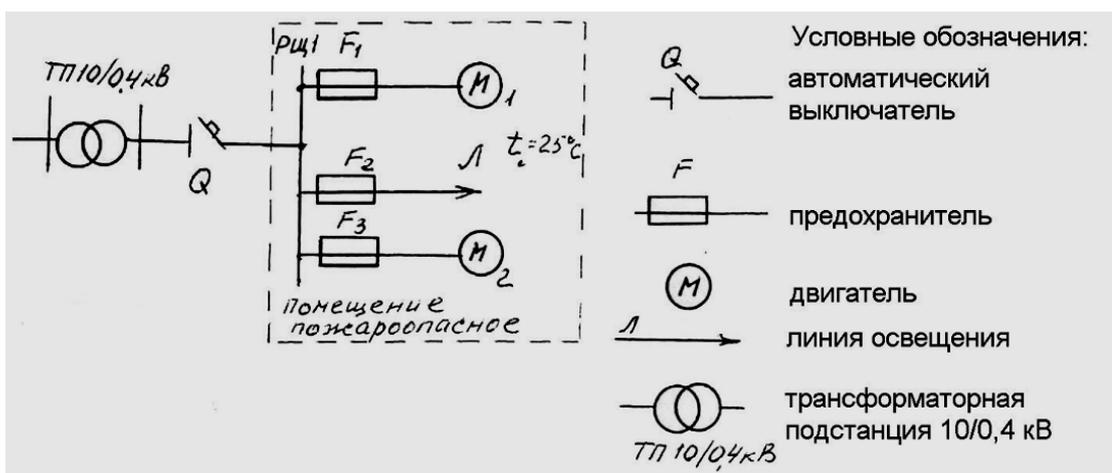


Рис. 4.3. Примерная схема внутренней проводки

В случаях, когда внутренняя проводка защищается автоматическими выключателями, вначале выбирают тип автоматического выключателя: с комбинированным расцепителем, только с электромагнитным или тепловым.

В большинстве случаев желательно выбрать автоматический выключатель с комбинированным расцепителем, тогда выбор осуществляется по номинальному напряжению и рабочему току:

$$\begin{aligned}
 1. U_{н.авт} &\geq U_{н.сети} \\
 2. I_{н.авт} &\geq I_{раб} \\
 3. I_{н.расц} &\geq I_{раб} \\
 4. I_{эл.магн \cdot расц} &\geq 1,25 I_{макс}
 \end{aligned}
 \quad , \quad (4.24)$$

где $I_{н.расц}$ – номинальный ток расцепителя автомата.

Допустимый ток в проводе выбирается также как и при наличии плавкой вставки в зависимости от типа защиты проводки. Если проводка защищается от коротких замыканий и перегрузок, то

$$I_{доп} \geq 1,25 I_{н.расц}. \quad (4.25)$$

Если только от коротких замыканий, то

$$\begin{aligned}
 I_{доп} &\geq 0,22 I_{н.в} \\
 I_{доп} &\geq I_{раб}
 \end{aligned}
 \quad (4.26)$$

При защите проводки тепловыми автоматами

$$I_{\text{доп}} \geq 0,66 I_{н.в}$$

$$I_{\text{доп}} \geq I_{\text{раб}}$$

В случаях, когда температура отличается от нормируемой (25°C в помещениях и 15°C при прокладке кабеля в земле) допустимый табличный ток $I_{\text{доп.т}}$ проверяют с учетом температурного коэффициента

$$I_{\text{доп.т}} \cdot K_t \geq I_{\text{раб}}$$

Расчет электрических сетей по экономической плотности тока. Расчет электрических сетей можно вести по экономическим показателям – по экономической плотности тока или экономическим интервалам.

Капитальные вложения (K) в километр воздушной линии одного класса напряжения и на одинаковых опорах можно представить как

$$K = a + b F, \quad (4.27)$$

где a – постоянная составляющая капитальных вложений, не зависящая от сечения провода, но зависящая от стоимости строительной части воздушных линий руб/км; b – переменная составляющая капитальных вложений в один километр воздушной линии, зависящая от сечения провода руб/км.мм². На рисунке 4.4 представлена зависимость капитальных вложений для воздушных линий напряжением 10 кВ на железобетонных опорах в ценах на 01.01.91 (толщина стенки гололеда $b = 10$ мм, скоростной напор ветра 500 Па).

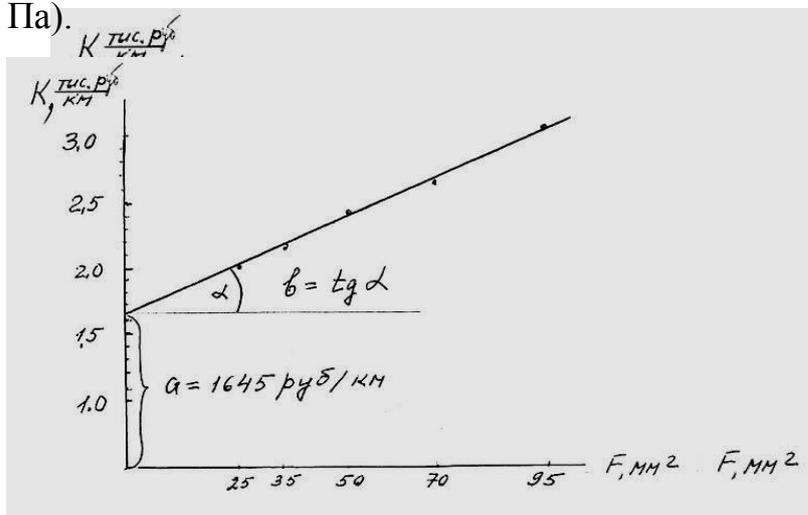


Рис. 4.4. Капитальные вложения в один километр ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах.

Капитальные вложения в 1 км ВЛ 10 кВ на железобетонных опорах составляют: с проводом АС25 – 2000 тыс. руб.; АС35 – 2100 тыс. руб.; АС50 – 2400 тыс. руб.; АС70 – 2600 тыс. руб.; АС95 – 3000 тыс. руб.

$$v = \operatorname{tg} \alpha = \frac{3000 - 2000}{95 - 25} = 14,28 \text{ руб/мм}^2 \cdot \text{км}$$

$$K = 1645 + 14,28 F \quad (4.28)$$

Зависимость дисконтированных затрат от сечения провода с разложением их на составляющие капитальных вложений и потери электрической энергии имеет вид, показанный на рис. 4.4.

Издержки на обслуживание ($I_{\text{обс.}}$) одного километра линии 10 кВ практически не зависят от сечений проводов и опущены из рассмотрения. Таким образом, дисконтированные затраты на передачу электроэнергии без учета расходов на обслуживание ($Z - I_{\text{обс.}}$) выражаются U-образной кривой, являющейся суммой кривой $\Delta W \cdot c$ и прямой K . Максимум кривой ($Z - I_{\text{обс.}}$) соответствует наиболее выгодному или, как его называют, экономическому сечению проводов линии – $F_{\text{эк}}$.

Если провода линии имеют экономическое сечение, то дисконтированные затраты на передачу электроэнергии наименьшие и, следовательно, линия спроектирована наилучшим образом.

Экономическое сечение провода выбирают по экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$ в воздушных линиях 35 и 110 кВ.

$$F = \frac{I}{j_{\text{эк}}} \quad (4.29)$$

Если дисконтированные затраты выразить как

$$Z_{\partial} = a + bF + \frac{mI^2 \rho \tau c}{F}, \quad (4.30)$$

где m – число проводов; I – ток линии, А; ρ – удельное сопротивление провода, Ом.мм²/м; τ – время потерь, ч; F – сечение провода, мм²; ϵ – стоимость потерь одного киловатт часа, руб/кВт.ч; a – постоянная составляющая капиталовложений в 1 км линии, руб; b – переменная составляющая капиталовложений в километр линии, руб/мм²,

а затем взять первую производную dZ по dF и приравнять ее нулю, то получим уравнение экономической плотности тока

$$\frac{dZ}{dF} = \epsilon - \frac{mI^2 \rho \tau \epsilon}{F^2} = 0;$$

$$\frac{I^2}{F^2} = \frac{\epsilon}{m\rho\tau\epsilon};$$

$$j_{\text{ЭК}} = \frac{I}{F} = \sqrt{\frac{\epsilon}{m\rho\tau\epsilon}} \quad (4.31)$$

Значение $j_{\text{ЭК}}$, рассчитанное для ВЛ 10 кВ сельскохозяйственных районов с малой плотностью нагрузок равно 0,54 А/мм². Оно отличается от значений $j_{\text{ЭК}}$, приведенных в ПУЭ.

В таблице 4.14 приведены значения $j_{\text{ЭК}}$ в зависимости от материала провода и времени использования максимума нагрузок районов с большой плотностью нагрузок.

Таблица 4.15. Экономическая плотность тока для проводов изразличных металлов

Проводники	Экономическая плотность тока $j_{\text{ЭК}}$ (А/мм ²) при продолжительности использования максимума нагрузки, ч		
	Более 1000 до 3000	Более 3000 до 5000	Более 5000
Неизолированные провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,3
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и поливинилхлоридной			

изоляция с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

Строго говоря, при расчете каждой линии нужно определять экономическое сечение проводов, проверяя различные варианты. Однако практически это не делается, так как на кривой 3 – $I_{\text{обс}}$ рисунка 4.5 минимум неясно выражен, и кривая обычно носит пологий характер. Кроме того, из соображений обеспечения высокой надежности электроснабжения выбирают провода сечением не менее разрешенного для данного класса линий (табл.4.15).

Как правило, линии электропередачи напряжением 10 кВ имеют несколько участков и сечения проводов в них выбирают по эквивалентному (среднеквадратическому) току $I_{\text{экв}}$ и экономической плотности тока $j_{\text{эк}}$.

$$F = \frac{I_{\text{экв}}}{j_{\text{эк}}},$$

$$\text{где } I_{\text{экв}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n I_i^2 \ell_i}{\sum \ell_i}} \quad (4.32)$$

I – номер магистрального участка линии; n – количество магистральных участков линии.

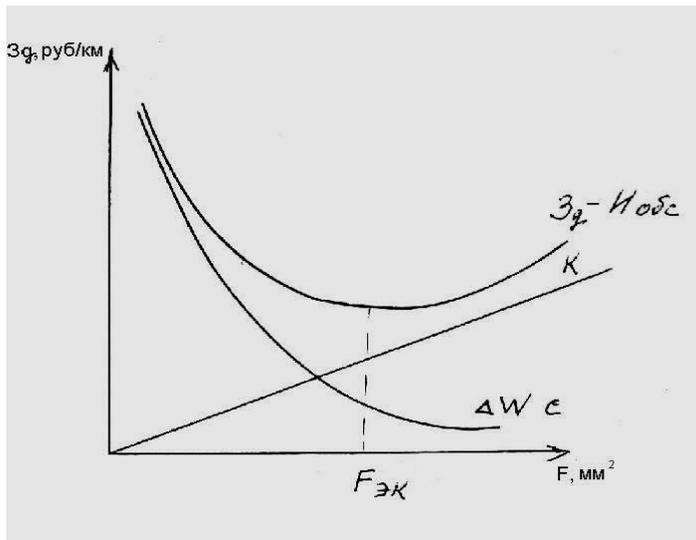


Рис. 4.5. Зависимость стоимости передачи электроэнергии от сечения проводов

Выбор сечений проводов по экономическим интервалам.

Экономические интервалы получаются в результате построения дисконтированных затрат для различных сечений проводов в зависимости от мощности или тока и имеют вид рис. 4.5. Таких графиков и таблиц необходимо иметь множество: для линий различных напряжений, материала опор, районов климатических условий по ветру и гололеду. Кроме того, при изменении стоимости линий электропередачи их необходимо пересчитывать. Граница экономического интервала означает, что затраты для двух сечений, например, F_1 и F_2 равны, тогда

$$Z_{\partial F_1} = Z_{\partial F_2}. \quad (4.33)$$

$$Z_{\partial F_1} = a + vF_1 + \frac{mI^2 \rho \cdot \tau \cdot c}{F_1};$$

$$Z_{\partial F_2} = a + vF_2 + \frac{mI^2 \rho \cdot \tau \cdot c}{F_2};$$

$$a + vF_1 + \frac{mI^2 \rho \cdot \tau \cdot c}{F_1} = a + vF_2 + \frac{mI^2 \rho \cdot \tau \cdot c}{F_2}$$

После преобразований, имеем:

$$\begin{aligned} vF_1^2 F_2 + mI^2 \rho \cdot \tau \cdot c F_2 &= vF_1 F_2^2 + mI^2 \rho \cdot \tau \cdot c F_1 \\ mI^2 \rho \cdot \tau \cdot c (F_2 - F_1) &= vF_1 \cdot F_2 (F_2 - F_1) \end{aligned}$$

и окончательно:

$$I_{\text{границное значение}} = \sqrt{F_1 \cdot F_2} \sqrt{\frac{6}{\rho r t c}} \quad (4.34)$$

или

$$I_{\text{границное}} = \sqrt{F_1 \cdot F_2} \cdot j_{\text{эк}} \quad (4.35)$$

По формуле (4.35) несложно определить границы экономических интервалов (табл. 4.15).

Таблица 4.15. Границы экономических интервалов

Граница интервала, А	Экономическое сечение провода
0 – 22,6 А	АС35
22,6 – 31,9 А	АС50
31,9 – 44,0 А	АС70
44,0 – 56 А	АС95
свыше 56 А	АС120

Порядок расчета по данному методу:

1. Определяют нагрузку на участках линии.
2. Из таблиц экономических интервалов выбирают сечение проводов, но не менее разрешенных: для ВЛ 10 кВ не менее АС35 на отпайках и АС70 на магистрали, для ВЛ 0,38 кВ не менее 4А50.
3. Рассчитывают потери напряжения в линии и сравнивают с допустимыми. Если они оказываются больше допустимых, то меняют сечение провода на большее, начиная с головных участков магистрали, пока потеря напряжения не войдет в допустимые пределы.

Магистральный метод. Магистральный метод наиболее простой, он состоит в том, что на участках магистрали ВЛ 10 кВ выбирают провод АС70, а на отпайках АС35. Затем рассчитывают потери напряжения в линии и

сравнивают их с допустимыми. Если потери напряжения в линии меньше допустимых, то расчет окончен. Если больше, то на магистрали, начиная с головных участков, меняют провод на большее сечение и снова считают потери напряжения; так действуют до тех пор, пока потеря напряжения не войдет в допустимые пределы.

Проверка на допустимую потерю напряжения. Выполнения этого условия означает, что у потребителей обеспечено качество электроэнергии по напряжению, то есть отклонения напряжения не выходят на пределы $\pm 5\%$.

Расчет электрических сетей на минимум расхода металла. Этот метод применялся ранее, когда линии электропередачи 10 кВ были более протяженны и не ограничивались минимальные сечения проводов по надежности. В линиях 0,38 кВ этот метод применяют иногда и сейчас.

Суть метода состоит в том, чтобы распределить допустимую потерю напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ по участкам.

Если линия не разветвленная, то распределяют активную составляющую допустимых потерь напряжения $\Delta U_{\text{доп}}$ по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{a1} &= \Delta U_{a_{\text{доп}}} \frac{\ell_1 \sqrt{I_{a1}}}{\sum \ell \sqrt{I_a}}; \\ \Delta U_{a2} &= \Delta U_{a_{\text{доп}}} \frac{\ell_2 \sqrt{I_{a2}}}{\sum \ell \sqrt{I_a}}; \\ &\vdots \\ \Delta U_{an} &= \Delta U_{a_{\text{доп}}} \frac{\ell_n \sqrt{I_{an}}}{\sum \ell \sqrt{I_a}} \end{aligned} \right\} \quad (4.36)$$

где 1, 2 ... n – номер участка; $I_{a1}, I_{a2}, \dots, I_{an}$ – активный ток участков линии; $\ell_1, \ell_2, \dots, \ell_n$ – длина участков линии; $\Delta U_{a_{\text{доп}}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_p$ – активная составляющая допустимых потерь напряжения.

$$\Delta U_p = \sqrt{3} x_0 \sum I \sin \varphi \cdot \ell - \text{реактивная составляющая потерь напряжения,}$$

где $X_0 \approx 0,35 \div 0,4$ Ом/км – удельное реактивное сопротивление линий, практически одинаковое для проводов из цветных металлов разных сечений и напряжений до 110 кВ; I – полный ток участка линии; ℓ – длина участка линии.

По активной составляющей потери напряжения участка линии можно определить сечение провода

$$F = \frac{\sqrt{3} I_a \ell}{\gamma \Delta U_a}, \quad (4.37)$$

где γ – удельная проводимость, См/м.

Если линия разветвленная, то по участкам распределяется полная потеря напряжения

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_1 &= \Delta U_{\text{дон}} \frac{M_1}{\sum M} \\ \Delta U_2 &= \Delta U_{\text{дон}} \frac{M_2}{\sum M} \\ \Delta U_n &= \Delta U_{\text{дон}} \frac{M_n}{\sum M} \end{aligned} \right\}, \quad (4.38)$$

где моменты нагрузок $M_1 = I_1 \ell_1$; $M_2 = I_2 \ell_2$; $M_n = I_n \ell_n$, или $M_1 = S_1 \ell_1$;

$M_2 = S_2 \ell_2$; $M_n = S_n \ell_n$

Затем рассчитывают сечения проводов по участкам в следующей последовательности:

1. Рассчитывают реактивную составляющую потерь напряжения

$$\Delta U_p = \sqrt{3} X_0 I \sin \ell, \quad (4.39)$$

или
$$\Delta U_p = \frac{Q X_0 \ell}{U_n}. \quad (4.40)$$

2. Определяют активную составляющую потерь напряжения:

$$\Delta U_a = \Delta U_{\text{дон}} - \Delta U_p;$$

3. Рассчитывают сечение провода и подбирают ближайшее из стандартной шкалы:

$$F = \frac{\sqrt{3} I_a \ell}{\gamma \cdot \Delta U_a};$$

или

$$F = \frac{P \cdot \ell}{\gamma \cdot \Delta U_a U_n} \quad (4.41)$$

Замкнутые сети. В системах электроснабжения сельских районов преобладают радиальные – разомкнутые линии. Радиальные сети дешевле, требуют меньше средств и материалов для сооружения. Недостаток радиальных сетей состоит в недостаточной надежности, так при повреждении в начале линии все потребители обесточиваются. Потребителей первой и второй категории радиальные сети удовлетворяют не полностью

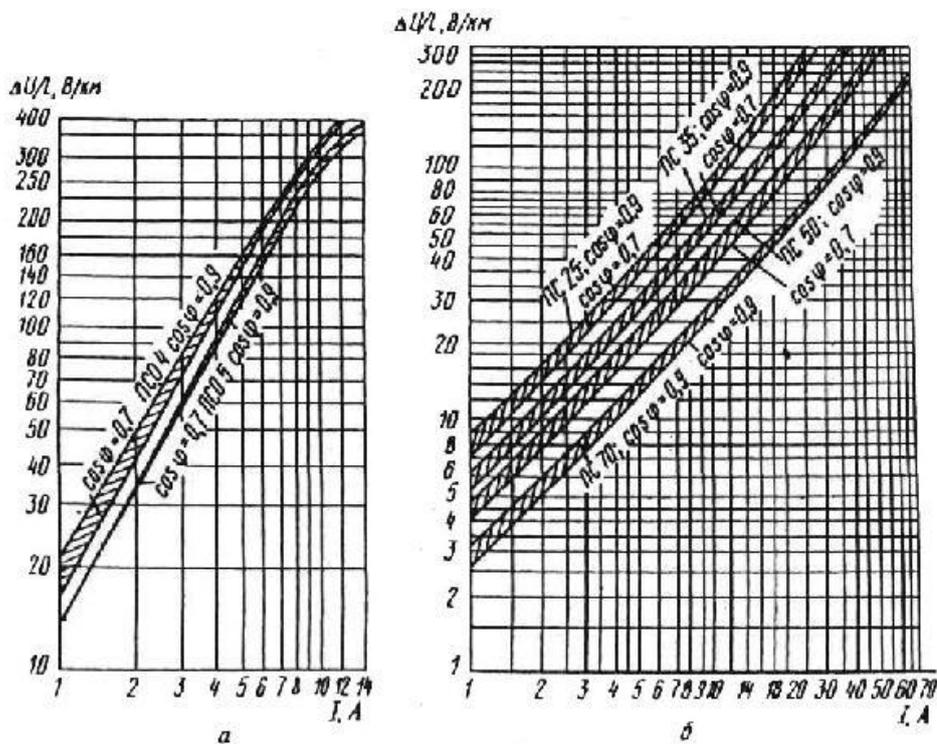


Рис. 4.7. Зависимость потери напряжения от силы тока для стальных проводов: а – однопроволочных; б – многопроволочных.

Большой надежностью обладают замкнутые сети рис. 4.7,б, магистральные линии которой получают питание не менее чем с 2-х сторон. Обрыв магистрали в любом месте не нарушает электроснабжения потребителей. Сеть рис. 4.8, в сложная замкнутая, точки 2-4 получают питание более, чем с двух сторон, их называют узлами. Такая сеть еще более надежна, чем сети рис. 4.8, а и б.

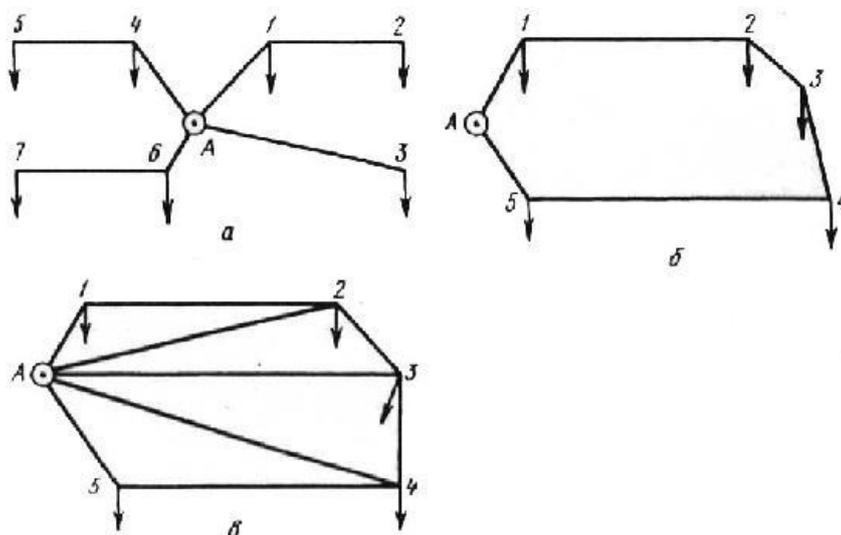


Рис. 4.8. Схемы сетей: а – радиальной; б и в – простой и сложной замкнутых с одним источником питания; А – источник питания.

Недостаток сложных замкнутых сетей – их высокая стоимость и большой расход материалов и средств. Кроме того, защита замкнутых сетей от коротких замыканий сложнее, чем защита радиальных.

Сложно замкнутые сети широко применяются в промышленных энергосистемах. Простая замкнутая сеть с двумя источниками питания А и В, рис. 4.9, называется линией с двухсторонним питанием. Их используют в виде линий связи сельских подстанций и электростанций, работающих совместно в электрических системах. Во многих случаях применяют также простые замкнутые сети.

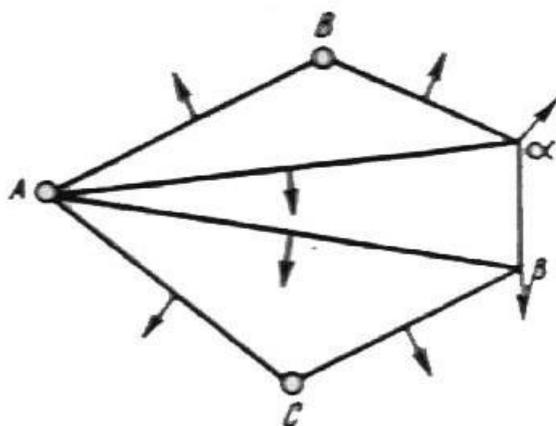


Рис. 4.9. Схема сложной замкнутой сети с несколькими источниками питания: А, В и С – источники питания; α и β – узловые точки

Ниже дается вывод формулы тока, вытекающего из источника для линии с двухсторонним питанием. Пусть есть линия (рис. 4.10). Обозначим токи, протекающие по участкам, сопротивления и длины участков соответствующими индексами. Например, на участке 1-2 ток I_{1-2} , сопротивление Z_{1-2} и длина l_{1-2} . Линия выполнена проводами из цветного металла. В общем случае напряжения источников питания не равны между собой, то есть $U_A \neq U_B$. Предположим, что точка 2 получает питание с двух сторон. Ее называют *точкой токораздела* и обозначают значком треугольника. Определим значение токов I_{A-1} и I_{B-3} источников питания.

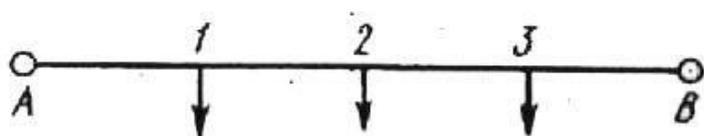


Рис. 4.10. Схема линии с двухсторонним питанием.

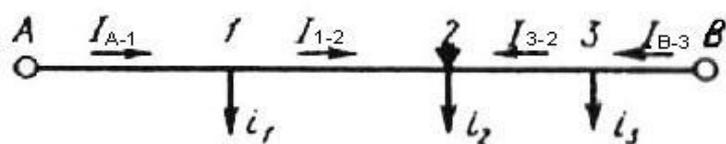


Рис. 4.11. Схема распределения токов в линии с двухсторонним питанием.

Падение напряжения на участках А-2 и В-2:

$$\begin{aligned}\dot{U}_A - \dot{U}_2 &= \sqrt{3}(i_{A-1}Z_{A-1} + i_{1-2}Z_{1-2}); \\ \dot{U}_B - \dot{U}_2 &= \sqrt{3}(i_{B-3}Z_{B-3} + i_{3-2}Z_{3-2})\end{aligned}$$

Вычтем из первого выражения второе

$$\dot{U}_A - \dot{U}_B = \sqrt{3}(i_{A-1}Z_{A-1} + i_{1-2}Z_{1-2} - i_{B-3}Z_{B-3} + i_{3-2}Z_{3-2})$$

Сумма токов источников питания, очевидно, равна сумме нагрузочных токов:

$$I_{A-1} + I_{B-3} = i_1 + i_2 + i_3$$

Используя это выражение, а также первый закон Кирхгофа, выразим все линейные токи через ток I_{A-1} и нагрузочные токи, как

$$\begin{aligned}I_{B-3} &= i_1 + i_2 + i_3 - I_{A-1} \\ I_{3-2} &= i_1 + i_2 - I_{A-1} \\ I_{1-2} &= I_{A-1} - i_1\end{aligned}$$

Подставляя эти значения в предпоследнее выражение, получаем:

$$\begin{aligned}\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} &= i_{A-1}Z_{A-1} + (i_{A-1} - i_1)Z_{1-2} + \\ &+ (i_{A-1} - i_1 - i_2 - i_3)Z_{B-3} + (i_{A-1} - i_1 - i_2)Z_{3-2}\end{aligned}$$

и после преобразования

$$\begin{aligned}\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} &= i_{A-1}(Z_{A-1} + Z_{1-2} + Z_{B-3} + Z_{3-2}) - \\ &- i_1(Z_{1-2} + Z_{B-3} + Z_{3-2}) - i_2(Z_{B-3} + Z_{3-2}) - i_3Z_{B-3}\end{aligned}$$

В свою очередь,

$$\begin{aligned}Z_{A-1} + Z_{1-2} + Z_{B-3} + Z_{3-2} &= Z_{A-B}; \\ Z_{1-2} + Z_{B-3} + Z_{3-2} &= Z_{1-B}; \\ Z_{B-3} + Z_{3-2} &= Z_{2-B}; \\ Z_{B-3} &= Z_{3-B}\end{aligned}$$

Тогда

$$\frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3}} = \dot{i}_{A-1} \underline{Z}_{A-B} - \dot{i}_1 \underline{Z}_{1-B} - \dot{i}_2 \underline{Z}_{2-B} - \dot{i}_3 \underline{Z}_{3-B}$$

Последние три члена уравнения можно выразить так:

$$\dot{i}_1 \underline{Z}_{1-B} + \dot{i}_2 \underline{Z}_{2-B} + \dot{i}_3 \underline{Z}_{3-B} = \sum \dot{i}_k \underline{Z}_{k-B}$$

откуда

$$\dot{i}_{A-1} = \frac{\dot{U}_A - \dot{U}_B}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \dot{i}_k \underline{Z}_{k-B}}{\underline{Z}_{A-B}} \quad (4.42)$$

По аналогии

$$\dot{i}_{B-3} = \frac{\dot{U}_B - \dot{U}_A}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \dot{i}_k \underline{Z}_{k-A}}{\underline{Z}_{A-B}} \quad (4.43)$$

Первую составляющую тока источника питания называют **уравнительным током**. Она обусловлена разницей напряжений питающих пунктов и сдвигом фаз между этими напряжениями. Вторая составляющая обусловлена только нагрузками, ее называют **линейным нагрузочным током**.

Умножив формулы (4.42) и (4.43) на $\sqrt{3} U_n$, получим выражения полных мощностей:

$$S_{A-1} = \frac{U_n (\dot{U}_A - \dot{U}_B)}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \dot{i}_k \underline{Z}_{k-B}}{\underline{Z}_{A-B}} \quad (4.44)$$

и

$$S_{B-3} = \frac{U_n (\dot{U}_B - \dot{U}_A)}{\sqrt{3} \underline{Z}_{A-B}} + \frac{\sum \dot{i}_k \underline{Z}_{k-A}}{\underline{Z}_{A-B}}, \quad (4.45)$$

где U_n – номинальное напряжение сети; S_k – полная мощность нагрузки в точке k.

Рассмотрим частные случаи применения формул (4.42) и (4.45).

1. Напряжения источников питания одинаковы $U_A = U_B$. В этом случае уравнивающий ток отсутствует

$$\dot{S}_{AI} = \sum S_k Z_{kB} / Z_{AB}; \quad \dot{S}_{B3} = \sum S_k Z_{kA} / Z_{AB}; \quad (4.46)$$

2. Напряжения источников питания равны, сечения проводов одинаковы на всех участках магистрали. Уравнивающие токи отсутствуют. Сопротивления участков магистрали можно выразить через длины участков ℓ и удельное сопротивление Z_o провода

$$\begin{aligned} \dot{S}_{A-I} &= Z_o (\sum S_k \ell_{kB}) / Z_o \ell_{AB} = \sum S_k \ell_{kB} / \ell_{AB} \\ \dot{S}_{B-3} &= \sum S_k \ell_{kF} / \ell_{AB} \end{aligned} \quad (4.47)$$

Полезность формул (1.47) состоит в том, что по ним можно найти распределение мощностей без знания сопротивлений проводов по длинам участков. Это позволяет получить распределение токов в замкнутой сети до выбора сечений проводов.

Порядок расчета линий с двухсторонним питанием.

1. Находят токи или мощности, вытекающие из источников питания по формулам (1.42-1.47), считая, что сечения проводов одинаковы на всех участках. Это соответствует магистральному принципу построения сетей.

2. По первому уравнению Кирхгофа рассчитывают токи на других участках линии.

3. Там, где ток поменял знак – точка токораздела.

Мысленно разрезают линию по точке токораздела и получают две радиальные линии, которые рассчитывают приведенными ранее методами, а именно:

а) задаются $x_o = 0,35 \div 0,4$ Ом/км и рассчитывают реактивную составляющую потери напряжения в радиальной линии до точки токораздела.

$$\Delta U_{p_{A-2}} = \sqrt{3} X_o \sum I \sin \varphi \ell$$

б) определяют активную составляющую потери напряжения

$$\Delta U_{aA2} = \Delta U_{\text{дон}} - \Delta U_{pA2}$$

в) рассчитывают сечение проводов, как правило, одинаковое для магистрали:

$$F = \frac{\sum P\ell}{\gamma \Delta U_{aA2} U_n};$$

$$\text{или } F = \frac{\sqrt{3} \sum I_a \ell}{\gamma \Delta U_a}$$

где $\sum P\ell$ и $\sum I_a \ell$ - для всех участков магистрали до точки токораздела, а затем из шкалы стандартных сечений выбирают провод, но не меньше минимально допустимого, по условию надежности.

4.3. Расчёт электрических сетей по потерям напряжения

4.3.1. Общие сведения

Основная цель расчётов электрических сетей – нахождение оптимального проектного решения при выборе параметров элементов электрической сети с учётом всех требований при наименьших приведённых затратах на её сооружение и эксплуатацию. В объёмы этих расчётов входят:

- расчёт электрических нагрузок – средней, максимальной, пиковой;
- определение места расположения понижающих подстанций на генеральном плане, выбор числа и мощности трансформаторов ГПП;
- выбор номинальных напряжений проектируемой сети предприятия;
- расчёт параметров схемы замещения сети и расчёт токов КЗ в различных её точках;

- выбор коммутационной аппаратуры, изоляторов, проводов, кабелей;
- определение потерь мощности, электрической энергии, напряжения и расчёты напряжений в разветвлённой сети;
- определение параметров режима работы сети и показателей качества электрической энергии;
- выбор оптимальной компенсации реактивной мощности;
- расчёты для выбора защитных устройств сети, защиты от перенапряжений, заземляющих устройств.

Итак, электрический ток, проходя по проводнику, создаёт в нём падение напряжения. Вследствие этого напряжение в конце линии в большинстве случаев оказывается ниже её напряжения в начале. Кроме того, оно изменяется при изменении нагрузки. Провода электрической линии выбирают таким образом, чтобы падение напряжения в них не выходило за некоторое допустимое значение, и в конце линии поддерживалось на необходимом для потребителя уровне. Электрический расчёт проводов сводится к определению в них падения напряжения, если задано сечение, и наоборот, к нахождению сечения провода при известном допустимом падении напряжения.

4.3.2. Расчёт разомкнутых трёхфазных сетей с равномерной нагрузкой фаз по потере напряжения

Падение и потеря напряжения в сетях переменного тока

Рассмотрим линию трёхфазного переменного тока с нагрузкой на конце.

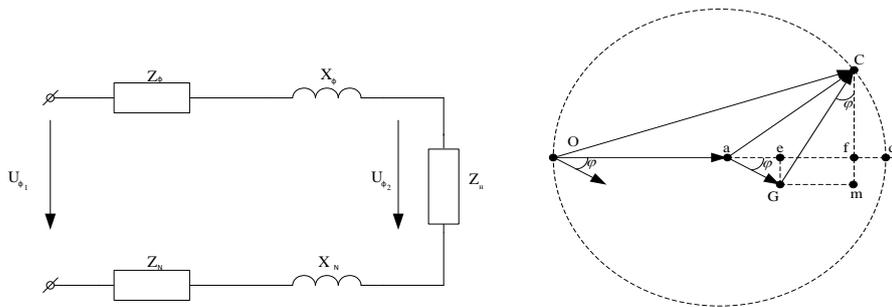


Рис. 4.12 а) схема замещения одной фазы 3-х фазной электрической сети
б) векторная диаграмма одной фазы 3-х фазной электрической сети

Будем считать, что нагрузка на всех трёх фазах линии одинакова. В этом случае трёхфазную сеть можно изобразить в виде одной линии и вести расчёт для фазных напряжений и токов, а затем перейти к их линейным значениям. На рис. приняты следующие обозначения:

$\dot{U}_{\phi 1}, \dot{U}_{\phi 2}$ - фазные напряжения в начале и конце линии; \dot{I} - ток нагрузки; $\cos \varphi_2$ - коэффициент мощности нагрузки; r - активное сопротивление провода; x - индуктивное сопротивление провода.

Построим векторную диаграмму для одной фазы линии. Отложим вектор фазного напряжения $\dot{U}_{\phi 2}$ в конце линии (отрезок OA). Под углом φ_2 к нему отложим вектор тока \dot{I} . Вектор падения напряжения на активном сопротивлении $\dot{I}r$ (отрезок ab) откладываем в конце вектора напряжения $\dot{U}_{\phi 2}$ параллельно вектору тока. Вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении $\dot{I}x$ (отрезок bc) проводим под прямым углом к вектору $\dot{I}r$. Тогда вектор ac будет представлять падение напряжения в полном сопротивлении линии $\dot{I}Z$. Соединив точку O с точкой c, получим напряжение $\dot{U}_{\phi 1}$ в начале линии.

Геометрическую разность между напряжением в начале и в конце линии называют *падением напряжения*:

$$\overline{ac} = \overline{Oc} - \overline{Oa} = \dot{U}_{\phi_1} - \dot{U}_{\phi_2} = \dot{I} \underline{Z}.$$

Алгебраическую разность напряжений в начале и в конце линии называют *потерей напряжения*:

$$ae = Oc - Oa = Oe - Oa = U_{\phi_1} - U_{\phi_2}.$$

Для потребителя имеет значение *абсолютное значение* напряжения. Поэтому в электрических сетях переменного тока напряжением не выше 35 кВ всегда учитывают потерю напряжения и используют её значение во всех расчётных формулах.

Итак, падение напряжения:

$$\dot{I} \underline{Z} = ac = \sqrt{(ad)^2 + (cd)^2}.$$

Отрезок ad называют *продольной составляющей* падения напряжения и обозначают ΔU_{ϕ} . Соответственно отрезок cd называют *поперечной составляющей* падения напряжения и обозначают как δU_{ϕ} .

Из векторной диаграммы следует, что

$$\Delta U_{\phi} = ad = af + fd = af + bg = Ir \cos \varphi_2 + Ix \sin \varphi_2;$$

$$\delta U_{\phi} = cd = cg - dg = cg - bf = Ix \cos \varphi_2 - Ir \sin \varphi_2.$$

Потеря напряжения

$$\begin{aligned} ae &= U_{\phi_1} - U_{\phi_2} = \sqrt{(U_{\phi_2} + \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2} - U_{\phi_2} = \\ &= \sqrt{(U_{\phi_2} + Ir \cos \varphi_2 + Ix \sin \varphi_2)^2 + (Ix \cos \varphi_2 - Ir \sin \varphi_2)^2} - U_{\phi_2}. \end{aligned}$$

По данной формуле можно довольно точно определить потерю напряжения в линии. Однако эта формула сложна и неудобна для вычислений. Поэтому для практических целей потерю напряжений приравнивают продольной составляющей падения напряжения, считая, что

$$ae = U_{\phi_1} - U_{\phi_2} \approx ad = \Delta U_{\phi}.$$

В обычных условиях ошибка такого допущения не превышает 5%. При этом линейная потеря напряжения (при $\varphi_2 = \varphi$):

$$\Delta U = \sqrt{3}\Delta U_{\varphi} = \sqrt{3} \cdot (Ir \cos \varphi + Ix \sin \varphi) = \sqrt{3}(I_a r + I_p x),$$

где I_a, I_p - соответственно активная и реактивная составляющие тока.

В свою очередь, поперечная составляющая линейного напряжения

$$\delta U = \sqrt{3}\delta U_{\varphi} = \sqrt{3}(Ix \cos \varphi - Ir \sin \varphi) = \sqrt{3}(I_a x - I_p r).$$

Если нагрузка задана в виде мощности, то

$$I = \frac{S}{\sqrt{3}U_H}; \quad I_a = \frac{P}{\sqrt{3}U_H}; \quad I_p = \frac{Q}{\sqrt{3}U_H},$$

где S, P, Q - соответственно полная, активная и реактивная мощности нагрузки.

Подставляя значения токов I, I_a, I_p в исходные формулы, получим:

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(\frac{S}{\sqrt{3}U_H} \cdot r \cos \varphi + \frac{S}{\sqrt{3}U_H} \cdot x \sin \varphi \right) = \frac{S}{U_H} \cdot (r \cos \varphi + x \sin \varphi);$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3}U_H} \cdot r + \frac{Q}{\sqrt{3}U_H} \cdot x \right) = \frac{Pr + Qx}{U_H};$$

$$\delta U = \sqrt{3} \left(\frac{P}{\sqrt{3}U_H} \cdot x - \frac{Q}{\sqrt{3}U_H} \cdot r \right) = \frac{Px - Qr}{U_H}.$$

Если линия имеет несколько нагрузок, то

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \Sigma (Ir \cos \varphi + Ix \sin \varphi);$$

$$\delta U = \sqrt{3} \cdot \Sigma (iR \cos \varphi + iX \sin \varphi),$$

где i - нагрузочные токи; I - линейные токи; r, x - сопротивления отдельных участков линии; R, X - сопротивления участков от нагрузки до начала линии.

4.3.3. Расчёт магистралей трёхфазного тока при постоянном сечении проводов

При расчёте электрических сетей главной задачей является определение сечения провода по заданной допустимой потере напряжения.

Порядок расчёта следующий:

- 1) Задаются индуктивным сопротивлением x_0 .
- 2) Находят составляющую потери напряжения в реактивных сопротивлениях по выражению $\Delta U_p = \sqrt{3} \cdot x_0 \cdot \sum I_p \cdot \ell$.
- 3) Зная допустимую потерю напряжения $\Delta U_{\text{дон}}$, находят составляющую потери напряжения в активных сопротивлениях:

$$\Delta U_a = \Delta U_{\text{дон}} - \Delta U_p.$$
- 4) Определяют сечение провода: $F = \frac{\sqrt{3}}{\gamma \cdot \Delta U_a} \cdot \sum I_a \cdot \ell = \frac{\sum P \ell}{\gamma \cdot \Delta U_a \cdot U_H}$.
- 5) Округляют полученное сечение до стандартного.
- 6) Проверяют действительную потерю напряжения, взяв значение индуктивного сопротивления провода из таблиц. Если потеря напряжения больше допустимой, сечение провода увеличивают.

4.3.4. Расчёт разомкнутых трёхфазных сетей с неравномерной нагрузкой фаз

Расчёт трёхфазных сетей с неравномерной нагрузкой фаз значительно сложнее, чем сетей с равномерной нагрузкой. В этом случае приходится определять междуфазные потери напряжения между всеми тремя фазами.

Будем считать, что в трёхфазной линии сопротивления фазных проводов одинаковые, только сопротивление нулевого провода, если он есть, отличается от сопротивления фазных.

В этом случае составляющие падений напряжения прямой, обратной и нулевой последовательностей соответственно составляют:

$$\Delta \underline{U}_1 = \underline{I}_1 \underline{Z}; \quad \Delta \underline{U}_2 = \underline{I}_2 \underline{Z}; \quad \Delta \underline{U}_0 = \underline{I}_0 \underline{Z}_0,$$

где \underline{Z} - полное комплексное сопротивление прямой (обратной) последовательности; \underline{Z}_0 - полное комплексное сопротивление нулевой последовательности.

Падение напряжения в фазе А:

$$\Delta \underline{U}_A = \Delta \underline{U}_1 + \Delta \underline{U}_2 + \Delta \underline{U}_0 = (\underline{I}_1 + \underline{I}_2) \cdot \underline{Z} + \underline{I}_0 \underline{Z}_0 = (\underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_0) \cdot \underline{Z} + \underline{I}_0 (\underline{Z}_0 - \underline{Z}).$$

Ток в фазе А: $\underline{I}_A = \underline{I}_1 + \underline{I}_2 + \underline{I}_0$.

Тогда $\Delta \underline{U}_{AO} = \underline{I}_A \underline{Z} + \underline{I}_0 \cdot (\underline{Z}_0 - \underline{Z})$.

По аналогии можно определить напряжения в фазах В и С:

$$\Delta \underline{U}_B = \underline{I}_B \underline{Z} + \underline{I}_0 \cdot (\underline{Z}_0 - \underline{Z});$$

$$\Delta \underline{U}_C = \underline{I}_C \underline{Z} + \underline{I}_0 \cdot (\underline{Z}_0 - \underline{Z}).$$

Междуфазные падения напряжения определяются как геометрическая разность падений напряжения соответствующих фаз:

$$\Delta \underline{U}_{AB} = \Delta \underline{U}_A - \Delta \underline{U}_B = (\underline{I}_A - \underline{I}_B) \cdot \underline{Z};$$

$$\Delta \underline{U}_{BC} = \Delta \underline{U}_B - \Delta \underline{U}_C = (\underline{I}_B - \underline{I}_C) \cdot \underline{Z};$$

$$\Delta \underline{U}_{CA} = \Delta \underline{U}_C - \Delta \underline{U}_A = (\underline{I}_C - \underline{I}_A) \cdot \underline{Z}.$$

Пользуясь полученными формулами, можно определить падение напряжения в любой трёхфазной сети с неравномерной нагрузкой.

4.4. Короткие замыкания и замыкания на землю в системах электроснабжения

4.4.1. Общие сведения. Переходный процесс при КЗ

В результате КЗ резко снижается сопротивление электрической цепи, так как полные сопротивления фаз Z_A, Z_B, Z_C одной, двух или всех трёх фаз оказываются зашунтированными, вследствие соединения проводов "накоротко". В точке короткого замыкания сопротивление фаз источника в линии составляет лишь небольшую часть сопротивления нагрузки. Сила тока в короткозамкнутой цепи намного превышает силу рабочего тока. Наибольшая сила тока возникает при трёхфазном коротком замыкании, поэтому её определяют для выбора электрического оборудования.

Увеличение силы тока в цепи приводит к усилению механического воздействия электродинамических сил на электроаппараты и к повышению нагрева токоведущих частей пропорционально квадрату силы тока. Кроме того, снижается напряжение. При трёхфазном КЗ напряжение в точке КЗ снижается до нуля, а в смежных участках сети напряжение тем ниже, чем ближе этот участок сети к месту короткого замыкания.

Для чего необходимо уметь определять токи КЗ? При КЗ необходимо обеспечить быстрое отключение повреждённого элемента электрической сети, чтобы уменьшить зону повреждения. Это достигается путём правильного выбора электрооборудования, способного не только отключать электрическую сеть от повреждений, но и выдерживать самой кратковременное воздействие токов КЗ.

В момент короткого замыкания ток в фазе был равен i_0 , т.е. проходил нулевую отметку. В последующий момент (момент КЗ) в цепи возникают две составляющие тока КЗ: *апериодическая составляющая i_0 и периодическая составляющая тока $i_{п0}$.*

Апериодическая составляющая возникает потому, что ток в цепи с индуктивностью не сможет измениться скачкообразно с одного значения на другое (закон коммутации). Поэтому при КЗ появляется ток, затухающий по экспоненциальному закону через 0,1 – 0,2 с.

Периодическая составляющая тока КЗ возникает вследствие того, что к цепи приложено синусоидальное напряжение $u = U_M \sin(\omega t)$. Поэтому величина периодической составляющей тока КЗ будет определяться как

$$i_{п0} = \frac{U_M}{Z_K} \cdot \sin(\omega t - \varphi_K),$$

где φ_R - угол сдвига по фазе тока относительно напряжения.

Периодическая составляющая тока КЗ увеличивается по сравнению с током нормального рабочего режима вследствие уменьшения полного сопротивления цепи от первоначального значения ($Z_{\text{сети}} + Z_{\text{нагр.}}$) до Z_K – сопротивления цепи при коротком замыкании, включающем сопротивление источника и часть сопротивления сети до точки короткого замыкания. Кроме того, изменяется и сдвиг по фазе тока относительно напряжения:

- при нормальном режиме: $\varphi_K = \arctg \frac{x_H}{r_H} \approx 0 - 45^\circ$,
- при КЗ (т.к. $x_K > r_K$): $\varphi_K = \arctg \frac{x_K}{r_K} \approx 90^\circ$,

где x_H, r_K - индуктивные сопротивления цепи соответственно при нормальном режиме и КЗ; r_H, r_K - активное сопротивление цепи соответственно при нормальном режиме и режиме КЗ.

Ток КЗ складывается из апериодической и периодической составляющих: $i_K = i_a + i_{II}$. Амплитуда тока в первый же момент времени (в первый полупериод) КЗ получает наибольшее значение, когда i_{a0} и i_{II0} имеют одинаковый знак. Это значение называется *ударным током короткого замыкания*:

$$i_V = K_Y \cdot i_{II0} = K_Y \sqrt{2} I_{II0},$$

где i_{II0}, I_{II0} - соответственно амплитудное и действующее значения периодической слагающей тока КЗ.

В первый полупериод I_{II0} - называется *сверхпереходным током короткого замыкания*; K_Y - ударный коэффициент. При трёхфазном КЗ на выводах трансформаторов и сборных шинах напряжением 6...10 кВ $K_Y = 1,8$, а при КЗ на стороне 0,4 кВ $K_Y = 1,3$.

4.4.2. Расчёт токов КЗ в установках напряжением ниже 1000 В

Согласно ПУЭ ток короткого замыкания рассчитывается в тех точках сети, в которых при коротком замыкании аппараты и токоведущие части будут находиться в наиболее тяжёлых условиях.

В системах электроснабжения промышленных предприятий электрические сети до 1000 В имеют наибольшую протяжённость и большое количество электрической аппаратуры: трансформаторы тока, контакторы, автоматические выключатели и т.д.

Активное сопротивление линий, индуктивное сопротивление трансформаторов тока, катушек автоматов и пр. оказывают значительное влияние на токи КЗ. Если не учитывать эти факторы (как это делается в сетях выше 1000 В) то это может привести к значительным погрешностям при

выборе сечений проводов и кабелей, а также параметров электрической аппаратуры.

По режиму КЗ в сетях до 1000 В должны проверяться лишь элементы, указанные в ПУЭ, т.е. распределительные щиты, силовые шкафы и токопроводы. По термической стойкости к токам КЗ не проверяются элементы, защищаемые плавкими предохранителями, если время их перегорания менее 0,01 с. При такой быстроте отключения ток КЗ не успеет достигнуть амплитудного значения и его действие будет ограничено величиной тока при котором предохранитель сработает.

Электрическая связь большинства промышленных предприятий осуществляется через понизительные трансформаторы районных подстанций, линии электропередачи от понизительных трансформаторов до главного распределительного пункта (ГРП), или до цеховых подстанций (ЦТП). Для вычисления токов КЗ составляется расчётная схема и соответствующая её схема замещения.

При расчёте токов КЗ, если необходимо, чтобы выбранные аппараты соответствовали своему назначению при любом уровне развития энергосистемы, *суммарное сопротивление системы до цехового трансформатора принимается, равным нулю.*

Удельное реактивное сопротивление воздушных линий принимают равным $x_{0В.Л.} = 400 \text{ мОм/км}$, для кабельных линий $x_{0К.Л.} = 80 \text{ мОм/км}$. Сопротивление, мОм (миллиомах), воздушных и кабельных линий длиной ℓ рассчитывают:

$$x_{В.Л.} = x_{0В.Л.} \cdot \ell; \quad x_{К.Л.} = x_{0К.Л.} \cdot \ell.$$

Активное сопротивление воздушных и кабельных линий, мОм рассчитывают по выражению

$$r = \frac{\ell}{\gamma s} \cdot 10^6,$$

где s - сечение проводов линий, мм^2 ; γ - удельная проводимость, $\text{м}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$.

Трансформаторы. Относительное активное сопротивление трансформаторов определяется как

$$r_{*T} = \frac{\Delta P_K}{S_{НОМ.Т.}},$$

где ΔP_K - потери короткого замыкания в трансформаторе, кВт; $S_{НОМ.Т.}$ - номинальная мощность трансформатора, кВА.

Относительное индуктивное сопротивление трансформатора определяется по выражению:

$$x_{*T} = \sqrt{\left(\frac{u_K, \%}{100}\right)^2 - r_{*T}^2}.$$

Активное и индуктивное сопротивление трансформаторов можно подсчитать, используя данные каталогов и справочников.

Активные и индуктивные сопротивления медных и алюминиевых шин при среднегеометрическом расстоянии между фазами, равном 100...300 мм можно взять из справочной литературы. При иных расстояниях для шин прямоугольного сечения индуктивное сопротивление можно определить по формуле:

$$x = 0,1445 \lg \frac{4a_{cp.}}{h}, \text{ мОм/м,}$$

где $a_{cp.} = \sqrt[3]{a_{12} \cdot a_{13} \cdot a_{23}}$ - среднегеометрическое расстояние между фазами, мм; h - высота шины, мм.

Активные и индуктивные сопротивления катушек максимального тока автоматов принимают по заводским данным или результатам измерений. Переходные сопротивления контактов рубильников и автоматов относительно малы. Значения этих сопротивлений приведены в справочной литературе.

Часть сопротивлений цепи КЗ может быть задана только в относительных единицах. Чтобы выразить эти относительные сопротивления в миллиомах, их надо пересчитать по формуле

$$x = x_* \cdot \frac{U_{НОМ.}^2}{S_{НОМ.}} \cdot 10^6, \text{ мОм},$$

где x_* - относительное сопротивление элемента; $U_{НОМ.}$ - номинальное напряжение элемента, кВ; $S_{НОМ.}$ - номинальная мощность элемента, кВА.

Преобразование схемы для определения токов КЗ чаще всего сводится к сложению последовательно и параллельно соединённых активных и индуктивных сопротивлений элементов электрической цепи.

Расчёт токов КЗ, как правило, проводится для проверки аппаратов и токоведущих устройств на устойчивость при КЗ. Поэтому необходимо определять наибольшее возможное значение тока КЗ при одинаковом сопротивлении всех трёх фаз. Наибольший ток КЗ будет при трёхфазном КЗ независимо от наличия или отсутствия нулевого провода.

Ток трёхфазного КЗ, кА, определяется по формуле:

$$I_K^3 = \frac{U_{с.НОМ.}}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{r_\Sigma^2 + x_\Sigma^2}} \cdot 10^3, \text{ кА}.$$

Ударный ток КЗ определяется из выражения

$$i_y = k \cdot \sqrt{2} \cdot I_K^3,$$

где k_y - ударный коэффициент, который в установках до 1000 В из-за наличия большого активного сопротивления, обуславливающего быстрое затухание апериодической составляющей тока КЗ, меньше, чем в установках выше 1000 В.

Значение ударного коэффициента можно определять в справочной литературе по кривым от отношения $\frac{x_\Sigma}{r_\Sigma}$ или постоянной времени затухания

$$\text{апериодической составляющей } T_a = \frac{x_\Sigma}{314r_\Sigma}, \text{ с}.$$

Если не требуется точное определение ударного тока КЗ, можно принимать $k_y=1,3$ при КЗ на главных распределительных щитах, которые питаются от трансформаторов мощностью 630...1000 кВА при $u_K, \% = 5,5\%$.

Для трансформаторов мощностью 100...320 кВА с $u_K, \% = 5,5\%$ $k_y = 1,2$. Если КЗ происходит в более удалённых точках, можно принимать $k_y=1$.

В сетях 0,38 кВ с глухозаземлённой нейтралью трансформатора для расчётной проверки предохранителей и выбора автоматических выключателей необходимо вычислять ток однофазного КЗ в минимальном режиме (т.е. режим, когда все элементы схемы замещения соединены последовательно) для наиболее удалённой точки цепи. Это связано с тем, что защита от токов КЗ должна осуществляться с наименьшим временем отключения и обеспечением требований селективности. При этом она (защита) должна обеспечивать отключение повреждённого участка при КЗ в конце его, т.е. при наименьшем токе КЗ для данного участка сети. Так, в сетях с глухозаземлённой нейтралью ток КЗ должен превышать номинальный ток плавкой вставки (или номинальный ток теплового расцепителя автоматического выключателя) не менее чем в 3 раза.

Ток однофазного КЗ определяется по выражению:

$$I_K^1 = \frac{U_\phi}{\frac{Z_T}{3} + Z_{II}},$$

где Z_T - полное сопротивление трансформатора току замыкания на корпус. Это сопротивление зависит от мощности трансформатора и схемы соединения его обмоток; Z_{II} - полное сопротивление петли "фазный провод-нулевой провод". При разных сечениях фазного и нулевого проводов:

$$Z_{II} = \ell \cdot \sqrt{(r_{0\phi} + r_{0H})^2 + (x_{0\phi} + x_{0H} + 2x'_0)^2},$$

где $r_{0\phi}$, $x_{0\phi}$ - удельные активное и индуктивное сопротивления фазного провода; r_{0H} , x_{0H} - удельные активное и индуктивное сопротивления нулевого провода; x'_0 - удельное внешнее индуктивное сопротивление петли.

Индуктивное сопротивление "петли" для проводов из цветных металлов принимают равным 0,6 Ом/км, при стальных проводах активное и внутреннее индуктивное сопротивления определяют в зависимости от токов КЗ. Внешнее индуктивное сопротивление "петли" принимают равным 0,6 Ом/км.

Когда сечения проводов вдоль линии различны, необходимо найти полное сопротивление каждого участка и все результаты сложить.

Согласно ПУЭ при расчётах тока КЗ учитывается влияние асинхронных и синхронных двигателей, присоединённых непосредственно в месте короткого замыкания. Электродвигатели, которые отделены от места КЗ реактивным сопротивлением трансформатора или линии, в расчёте токов КЗ не учитываются.

Синхронные и асинхронные электродвигатели генерируют ток $I''_д$, так как в момент КЗ их ЭДС больше напряжения сети в точке КЗ. Ток, поступающий от двигателя в точку КЗ, приближённо принимается равным пусковому току $I_{н.д.}$:

$$I''_д = I_{н.д.} \cdot K_{п},$$

где $K_{п}$ – кратность пускового тока, принимаемая равной 6,5.

Сила ударного тока:
$$i_y = \sqrt{2} \cdot K_y \cdot I''_д.$$

Эти значения токов необходимо прибавить к соответствующим токам короткого замыкания от энергосистемы, полученным ранее. Получается суммарный ток с учётом влияния электродвигателей.

4.4.3. Расчёт токов КЗ в установках напряжением выше 1000 В

Для вычисления силы токов КЗ составляется расчётная схема, на которую наносят все данные, необходимые для расчёта, и точки, где следует определить токи КЗ. По расчётной схеме составляется схема замещения, в которой все элементы выражены в виде индуктивных и активных сопротивлений в относительных или именованных единицах.

При проектировании электрических установок схема питания от генератора до центра питания (ЦП) часто бывает неизвестна, поэтому при выдаче технических условий на присоединение энергосистемы указывают

величину сверхпереходного тока или индуктивного сопротивления до шин ЦП.

При расчёте токов КЗ в установках напряжением выше 1000 В в основном пользуются системой относительных единиц. Для этого все расчётные данные приводят к базисным напряжению и мощности.

За *базисное напряжение* ($U_б$) принимают одно из следующих: 0,23; 0,4; 0,69; 3,15; 6,3; 10,5; 21; 37; 115; 230 кВ (т.е. практически базисное напряжение определяется путём умножения номинального напряжения на 1,05).

За *базисную мощность* ($S_б$) принимается мощность системы, суммарная мощность генераторов электростанций, трансформаторов подстанций или удобное для расчёта число, кратное 10 (10,100,1000 МВА).

Для определения суммарного базисного сопротивления до точки КЗ определяются базисные сопротивления ($x_б$) элементов системы электроснабжения по следующим выражениям.

1) *Для системы:*

а) если задана мощность короткого замыкания системы ($S_{к.с.}$):

$$x_{б.с.} = \frac{S_б}{S_{к.с.}};$$

б) если задана мощность трансформаторов системы ($S_{н.т.}$):

$$x_{б.с.} = x_{T*} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{н.т.}},$$

где x_{T*} - индуктивное сопротивление трансформаторов в относительных единицах; $u_{к\%}$ - напряжение короткого замыкания трансформатора; $S_{н.т.}$ - номинальная мощность трансформатора.

2) *Для трансформатора:*

а) при $S_{н.т.} \geq 630 \text{ кВА}$ базисное сопротивление ($x_{б.т.}$) определяется по

выражению: $x_{б.т.} = x_{T*} = \frac{u_{к\%}}{100} \cdot \frac{S_б}{S_{н.т.}};$

б) при $S_{H.T.} < 630 \text{ кВА}$, для которых учитывается активное сопротивление обмоток трансформатора:

$$x_{B.T.} = \sqrt{\left(\frac{u_{K,\%}}{100}\right)^2 - r_*^2}; \quad r_* = \Delta P_R,$$

где ΔP_K - потери короткого замыкания в трансформаторе, кВА;

$$r_{B.T.} = r_* \cdot \frac{S_\delta}{S_{H.T.}}.$$

3) Для реактора:

$$x_{B.P.} = \frac{x_{P,\%}}{100} \cdot \frac{I_B \cdot U_H}{I_H \cdot U_B},$$

где $x_{P,\%}$ - индуктивное сопротивление реактора; I_B, I_H - соответственно базисный и номинальный токи реактора; U_B, U_H - базисное и номинальное напряжение реактора.

4) Для линии:

$$x_{B.L.} = x_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_B}{U_B^2}; \quad r_{B.L.} = r_0 \cdot \ell \cdot \frac{S_B}{U_B^2},$$

где x_0, r_0 - соответственно индуктивное и активное сопротивления 1 км длины линии, Ом/км; ℓ - длина линии, км.

Следует отметить, что активное сопротивление линии необходимо учитывать в том случае, если $r_B \geq \frac{1}{3} x_B$, но, как правило, при расчёте токов КЗ в сетях выше 1000 В r_B - не учитывается.

После определения сопротивлений всех элементов схемы замещения определяется сила тока трёхфазного короткого замыкания. Для этого составленную схему замещения следует преобразовать (свернуть) относительно места короткого замыкания по методу эквивалентных э.д.с. При этом определяются эквивалентная э.д.с. всей схемы (E_Σ) и суммарное

эквивалентное сопротивление x_{Σ} . Начальный сверхпереходный ток в месте КЗ находится по выражениям:

а) при расчёте в именованных единицах, кА :

$$I_K = \frac{E_{\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}},$$

где E_{Σ} - значение эквивалентной э.д.с. схемы замещения; x_{Σ} - суммарное эквивалентное сопротивление до точки КЗ, Ом;

б) при расчёте в относительных единицах:

$$I_K = I_{K*} \cdot I_B = \frac{E_{\Sigma*}}{x_{\Sigma*B}} \cdot \frac{S_B}{\sqrt{3} \cdot U_{CP.HOM.}},$$

где I_{K*} - ток в месте КЗ в относительных единицах; I_B - базисный ток ступени короткого замыкания, кА; $E_{\Sigma*}$, $x_{\Sigma*B}$ - эквивалентная э.д.с. и суммарное сопротивление схемы замещения при принятых базисных условиях, в относительных единицах; S_B - принятая базисная мощность, МВА; $U_{CP.HOM.}$ - среднее номинальное напряжение ступени КЗ, кВ.

Эквивалентная э.д.с. в именованных единицах близка к номинальному напряжению $U_{CP.HOM.}$, а в относительных единицах – к единице. Поэтому в достаточно приближённых расчётах можно не определять эквивалентную э.д.с., а принимать её равной либо $U_{CP.HOM.}$, либо 1.

Тогда сила тока КЗ в именованных единицах принимает вид:

$$I_K = \frac{U_{CP.HOM.}}{\sqrt{3} \cdot x_{\Sigma}}, \text{ кА};$$

в относительных единицах:

$$I_K = \frac{I_B}{x_{\Sigma*B}}.$$

Сила ударного тока короткого замыкания: $i_y = k_y \cdot \sqrt{2} \cdot I_K$. Если не учитывается активное сопротивление, то $i_y = 1,8 \cdot 1,42 \cdot I_K = 2,55 I_K$.

Мощность короткого замыкания: $S_K = \sqrt{3} \cdot U_B \cdot I_R = \frac{S_B}{x_{\Sigma B}}$.

При коротких замыканиях в удалённых от электростанций сетях принимается допущение о том, что напряжение в питающей сети остаётся неизменным. Тогда периодическая составляющая тока КЗ останется неизменной в течение всего процесса короткого замыкания и сила установившегося тока КЗ будет равна начальному значению периодической составляющей, т.е. силе сверхпереходного тока КЗ:

$$I_{\infty} = I_K = \frac{I_B}{x_{\Sigma B}}.$$

Если точка КЗ находится вблизи источника питания рассматриваемой сети, пользуются методом *расчётных кривых*, которые представляют собой зависимость кратности периодической составляющей тока короткого замыкания (k_t) от расчётного сопротивления ($x_{расч.}$) (для времени, принимаемого от начала возникновения КЗ).

Расчётное сопротивление ($x_{расч.}$) представляет собой результирующее сопротивление схемы замещения, отнесённое к суммарной номинальной мощности источника питания:

$$\tilde{\sigma}_{\partial \dot{a} \ddot{n} \ddot{z}} = (\tilde{\sigma}_{\dot{a}} \cdot S_{i\Sigma}) / S_{\dot{a}},$$

где $S_{н\Sigma}$ - суммарная номинальная мощность источников питания; $x_{\tilde{\sigma}}$ - сверхпереходное сопротивление.

Если при расчёте принимается $S_{\tilde{\sigma}} = S_{н\Sigma}$, то $x_{расч.} = x_{\tilde{\sigma}}$.

Периодическая составляющая тока КЗ при пользовании расчётными кривыми:

$$I_t = k_t \cdot I_{н\Sigma} = \frac{k_t \cdot S_{н\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_n},$$

где $I_{н\Sigma}$ - суммарная сила тока источников питания; U_n - напряжение ступени, для которой рассматривается короткое замыкание.

Мощность КЗ пропорциональна силе тока КЗ, следовательно

$$S_t = k_t \cdot S_{н\Sigma}.$$

4.4.4. Несимметричные короткие замыкания

В электрических сетях напряжением 380/220 В и 110 кВ с заземлённой нейтралью могут происходить (и чаще всего происходят) несимметричные – двух- и однофазные короткие замыкания.

Ток несимметричного КЗ определяется методом симметричных составляющих. Вычисление токов и напряжений несимметричного КЗ заменяют вычислением этих величин при некотором фиктивном трёхфазном КЗ.

Пусть для сети известны комплексные сопротивления прямой \underline{Z}_1 , обратной \underline{Z}_2 и нулевой \underline{Z}_0 последовательностей. Тогда соответствующие падения напряжения разных последовательностей будут определены как:

$$\left. \begin{aligned} \Delta \underline{U}_1 &= \underline{I}_1 \cdot \underline{Z}_1; \\ \Delta \underline{U}_2 &= \underline{I}_2 \cdot \underline{Z}_2; \\ \Delta \underline{U}_0 &= \underline{I}_0 \cdot \underline{Z}_0. \end{aligned} \right\}$$

Симметричные составляющие напряжения в месте короткого замыкания:

$$\left. \begin{aligned} \underline{U}_{K1} &= \underline{E}_\Sigma - \underline{I}_{K1} \cdot \underline{Z}_{1\Sigma}; \\ \underline{U}_{K2} &= 0 - \underline{I}_{K2} \cdot \underline{Z}_{2\Sigma}; \\ \underline{U}_{K0} &= 0 - \underline{I}_{K0} \cdot \underline{Z}_{0\Sigma}, \end{aligned} \right\}$$

где \underline{E}_Σ - комплексное суммарное значение э.д.с. генераторов; $\underline{I}_{K1}, \underline{I}_{K2}, \underline{I}_{K0}$ - комплексные значения симметричных составляющих, соответственно, прямой, обратной и нулевой последовательностей тока КЗ; $\underline{Z}_{1\Sigma}, \underline{Z}_{2\Sigma}, \underline{Z}_{0\Sigma}$ - комплексные суммарные сопротивления схем замещения соответственно прямой, обратной и нулевой последовательностей.

Следует учитывать, что при расчёте в качестве допущения принимается, что при любом виде короткого замыкания э.д.с. генератора симметрична, т.е. не имеет составляющих обратной и нулевой последовательностей (поэтому стоят нули в уравнения для напряжений обратной и нулевой последовательностей).

Кроме того, при определении сопротивлений различных последовательностей следует учитывать, что:

- *сопротивления прямой последовательности* (Z_1) – это обычные сопротивления элементов сети;
- *сопротивления обратной последовательности* (Z_2) – у трансформаторов и проводов равны их сопротивлениям прямой последовательности (Z_1). У генераторов сопротивление обратной последовательности можно принимать равным: а) для машин без успокоительных обмоток - $x_{об.} \approx 1,45x'$; б) для машин с успокоительными обмотками - $x_{об.} \approx 1,22x''$. (в этих формулах

$$x' = x_{\sigma} + \frac{1}{\frac{1}{x_a} + \frac{1}{x_{\sigma\delta}}} \text{ - переходное сопротивление генератора;}$$

$$x'' = x_{\sigma} + \frac{1}{\frac{1}{x_a} + \frac{1}{x_{\sigma\delta}} + \frac{1}{x_{\sigma\gamma}}} \text{ - сверхпереходное сопротивление}$$

генератора. В этих выражениях x_{σ} - реактивности рассеяния обмотки статора; x_a - реактивности реакции обмотки статора; $x_{\sigma\delta}$ - реактивности рассеяния обмотки возбуждения; $x_{\sigma\gamma}$ - реактивности рассеяния успокоительной обмотки);

- *сопротивления нулевой последовательностей* (Z_0) у всех элементов сети значительно отличаются от сопротивлений прямой последовательности. У двухобмоточных трансформаторов они зависят от схемы соединения обмоток. При соединении "звезда-звезда с нулём" сопротивление нулевой последовательности: $x_0 = x_{II} + x_{\mu 0} = \frac{x_1}{2} + x_{\mu 0}$, где x_{II} - сопротивление вторичной обмотки; $x_{\mu 0}$ - сопротивление намагничивания нулевой последовательности трансформатора. В трёхфазных трёхстержневых трансформаторах, магнитные потоки нулевой последовательности замыкаются через воздух и кожух

трансформатора. Поэтому сопротивления нулевой последовательности $x_{\mu 0}$ меньше, чем сопротивление прямой последовательности $x_{\mu 1}$. *Для стандартных трансформаторов* $x_{\mu 0(n)} = 0,3 \dots 1,0$. При соединении обмоток трансформатора "звезда-треугольник" $x_0 = \infty$. *Для воздушных линий* сопротивления нулевой последовательностей следующие: *одноцепная ВЛ:* без троса – $3,5x_1$; со стальным тросом – $3x_1$; *двухцепная ВЛ:* без троса – $5,5x_1$; со стальным тросом – $4,7x_1$. *Для трёхжильных кабелей:* $x_0 = (3,5 \dots 4,6) \cdot x_1$. *Для синхронных генераторов* $x_0 = (0,15 \dots 0,6) \cdot x''$.

В уравнениях по определению напряжений коротких замыканий для различных последовательностей должны быть известны э.д.с. E_{Σ} и суммарные сопротивления для различных последовательностей. Однако этого недостаточно для того, чтобы в общем виде решить систему из трёх уравнений, так как в ней шесть неизвестных. Поэтому её решают для каждого вида короткого замыкания, вводя соответствующие этому виду соотношения. В результате решения получено общее выражение для любого вида короткого замыкания:

$$I_K^{(n)} = m^{(n)} \cdot I_{K1}^{(n)} = m^{(n)} \cdot \frac{E_{\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + Z_{\Delta\Sigma}^{(n)}},$$

- где
- для 3-х фазного КЗ: $m^{(n)} = 1$; $Z_{\Delta\Sigma}^{(n)} = 0$;
 - для 2-х фазного КЗ: $m^{(n)} = \sqrt{3}$; $Z_{\Delta\Sigma}^{(n)} = Z_{2\Sigma}$;
 - для однофазного КЗ: $m^{(n)} = 3$; $Z_{\Delta\Sigma}^{(n)} = Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}$.

Сопротивления обратной последовательности равно сопротивлению прямой последовательности у всех элементов сети, кроме генераторов. Поэтому если КЗ произошло в сети, питаемой от энергосистемы, то

сопротивлением генераторов в общей цепи можно пренебречь и считать, что

$$Z_{1\Sigma} = Z_{2\Sigma}.$$

Возьмём отношение тока двухфазного КЗ к току трёхфазного КЗ:

$$\frac{I_K^{(2)}}{I_K^{(3)}} = \frac{\sqrt{3} \cdot E_\Sigma}{(Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma}) \cdot E_\Sigma} \cdot \frac{Z_{1\Sigma}}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma}} = \frac{\sqrt{3} \cdot Z_{1\Sigma}}{2Z_{1\Sigma}} = \frac{\sqrt{3}}{2} = 0,867.$$

Следовательно, зная ток трёхфазного КЗ легко можно определить ток 2-фазного КЗ: $I_K^{(2)} = 0,867 \cdot I_K^{(3)}$.

Теперь возьмём отношение тока однофазного КЗ к току трёхфазного КЗ:

$$\frac{I_K^{(1)}}{I_K^{(3)}} = \frac{3E_\Sigma}{Z_{1\Sigma} + Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} \cdot \frac{Z_{1\Sigma}}{E_\Sigma} = \frac{3Z_{1\Sigma}}{2Z_{1\Sigma} + Z_{0\Sigma}} = \frac{3}{2 + \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{1\Sigma}}}.$$

Следовательно, сила тока однофазного КЗ будет зависеть от сопротивления нулевой последовательности:

$$\begin{aligned} \text{при } Z_{0\Sigma} \rightarrow \infty, \quad I_K^{(1)} &\rightarrow 0; \\ \text{при } Z_{0\Sigma} > Z_{1\Sigma}, \quad I_K^{(1)} &< I_K^{(3)}; \\ \text{при } Z_{0\Sigma} = Z_{1\Sigma}, \quad I_K^{(1)} &= I_K^{(3)}; \\ \text{при } Z_{0\Sigma} \rightarrow 0, \quad I_K^{(1)} &\rightarrow 1,5 \cdot I_K^{(3)}. \end{aligned}$$

Если несимметричное КЗ произошло недалеко от генераторов, то его ток может быть определён по расчётным кривым. При этом, для двухфазного КЗ расчётное сопротивление

$$Z_{*\Sigma\text{расч}(h)}^{(2)} = Z_{*1\Sigma(h)} + Z_{*2\Sigma(h)},$$

а для однофазного КЗ:

$$Z_{*\Sigma\text{расч}(h)}^{(1)} = Z_{*1\Sigma(h)} + Z_{*2\Sigma(h)} + Z_{*0\Sigma(h)}.$$

Определённые по расчётным кривым значения токов в относительных единицах представляют собой *составляющие прямой последовательности*

токов КЗ. Для того, чтобы получить *полные значения токов КЗ*, необходимо найденные составляющие прямой последовательности *умножить на коэффициент* $m^{(n)}$, т.е. при двухфазном КЗ – на $\sqrt{3}$, а при однофазном – на 3.

4. 4. 5. Замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью

Если в сетях напряжением 0,38 , 110 кВ и выше всякое замыкание на землю представляет собой однофазное короткое замыкание (вследствие глухого заземления нейтрали), то в электрических сетях 6...35 кВ включительно соединение провода с землёй *не является коротким замыканием* (так как нейтраль изолирована от земли). Такое замыкание в рассматриваемых сетях называется *замыканием на землю*.

При замыкании на землю, если переходное сопротивление в месте замыкания равно нулю, то напряжение повреждённой фазы относительно земли становится равным нулю, а *напряжение неповреждённых фаз – повышается в $\sqrt{3}$ раз и становится равным междуфазному*.

Провода ВЛ обладают ёмкостью по отношению к земле, и через неё течёт *ёмкостный ток замыкания на землю*. Сила этого тока не велика, она составляет единицы или десятки ампер, но при некоторых условиях может вызвать отрицательные последствия. Поэтому необходимо уметь определять силу тока замыкания на землю, чтобы оценить возможную опасность от его прохождения в сети.

Пусть имеем трёхфазную сеть с изолированной нейтралью (рис. 4.13 а). Ёмкости фазных проводов по отношению к земле приблизительно равны:

$$C_A = C_B = C_C.$$

Тогда токи, протекающие через эти ёмкости также равны:

т.е. $I_A = I_B = I_C$.

Кроме того, эти токи сдвинуты один относительно другого на угол 120^0 . Следовательно, их геометрическая сумма равна нулю и ток в земле – отсутствует.

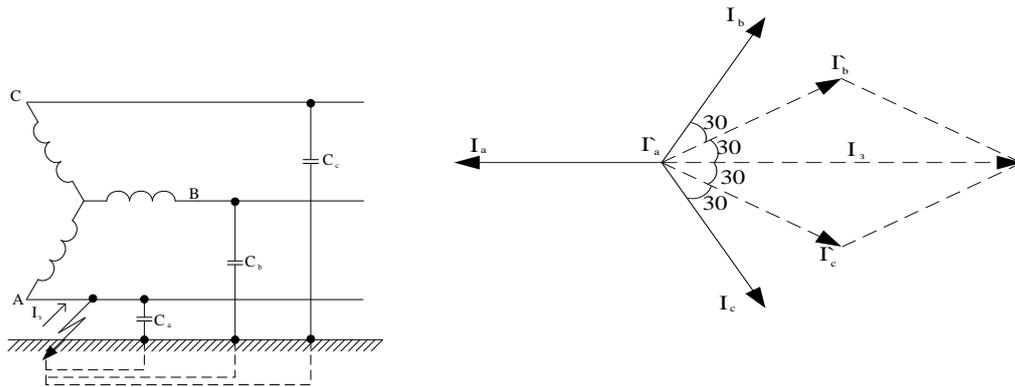


Рис. 4.13: а) электрическая сеть с изолированной нейтралью, б) векторная диаграмма токов до и после замыкания на землю

При замыкании на землю, например фазы "А", её напряжение относительно земли станет равным нулю, следовательно, ток также будет равен нулю, т.е. $I'_A = 0$.

При этом в двух других, неповреждённых фазах напряжение возрастёт в $\sqrt{3}$ раз, а токи в этих фазах будут определяться как геометрическая сумма с током I_A до замыкания.

Абсолютное значение токов в этих фазах будет определяться как по следующим выражениям.

$$\text{Ток в фазе "В": } I'_B = \sqrt{I_A^2 + I_A \cdot I_B + I_B^2} = \sqrt{3} \cdot I_A,$$

$$\text{Ток в фазе "С": } I'_C = \sqrt{I_A^2 + I_A \cdot I_C + I_C^2} = \sqrt{3} \cdot I_A.$$

Ток в земле равен геометрической сумме токов в фазах:

$$\dot{I}_3 = \dot{I}_A + \dot{I}_B + \dot{I}_C.$$

Из представленной векторной диаграммы (рис. 4.13, б), при условии, что $I'_A = 0$, следует, что:

$$I_3 = \sqrt{(I'_B)^2 + I'_B \cdot I'_C + (I'_C)^2} = \sqrt{(\sqrt{3} \cdot I_A)^2 + \sqrt{3} \cdot I_A \cdot \sqrt{3} \cdot I_A + (\sqrt{3} \cdot I_A)^2} = 3I_A = 3U_\phi \cdot \omega C_A,$$

где U_ϕ - фазное номинальное напряжение сети; $\omega = 2\pi f = 2\pi \cdot 50 = 314$ - угловая частота переменного тока при $f = 50$ Гц; $C_A = C_B = C_C = C_0 \cdot \ell$ - ёмкость линии по отношению к земле. Для ВЛ $C_0 = 5,4 \cdot 10^{-3}$ мкФ/км; для КЛ: $C_0 = (190...220) \cdot 10^{-3}$ мкФ/км.

Подставив полученные значения в исходную формулу, можно получить приближённые формулы для определения тока замыкания на землю в сетях 6...35 кВ с изолированной нейтралью:

- для сетей, выполненных ВЛ:
$$I_3 = \frac{U \cdot \ell}{350} ;$$

- для сетей, выполненных КЛ:
$$I_3 = \frac{U \cdot \ell}{(10...12)} ,$$

где U - линейное (междуфазное) напряжение, кВ; ℓ - общая длина всех электрически соединённых линий данного напряжения, км.

Величина тока замыкания на землю не должна превосходить следующих значений:

Напряжение, кВ:	6	10	20	35
Сила тока, А:	30	20	15	10.

В электрических сетях напряжением 6...35 кВ, выполненных на железобетонных или металлических опорах сила тока замыкания на землю во всех случаях не должна превышать 10 А.

Если сила тока не превышает указанных значений, то при замыкании фазы на землю нет необходимости немедленно отключать линию (если это не грозит безопасности людей и животных) и она может работать до тех пор, пока не будет найден и отключен для ремонта повреждённый участок (но не более чем на 2 часа).

При токах, больше приведённых значений, в месте замыкания на землю может возникнуть перемежающаяся дуга. Она загорается и гаснет с частотой, равной рабочей частоте тока в установке или даже превышая её. В связи с этим в сети возникают перенапряжения, которые могут достигать трёх,-

четырёхкратных значений номинального напряжения, что представляет опасность для изоляции, особенно при напряжении 35 кВ.

Кроме того, от термического действия дуги в месте замыкания на землю возникает опасность повреждения изоляции, разрушения железобетонных и возгорания деревянных опор. Вследствие этого увеличивается вероятность перехода дуги замыкания на землю в короткое замыкание между фазами, особенно в кабельных сетях.

Для уменьшения тока замыкания на землю, который является ёмкостным, между нейтралью трансформатора и землёй включают *дугогасительную индуктивную катушку*. Её индуктивный ток может полностью компенсировать и даже перекомпенсировать ёмкостный ток замыкания на землю. Электрические сети, нейтраль которых соединена с землёй через индуктивную дугогасительную катушку, называются *компенсированными*.

Следует учитывать, что воздушные сети напряжением 35 кВ, не имеющие мощной нагрузки компенсируют в отдельных случаях. При этом при напряжении 6...20 кВ чаще всего компенсация не выполняется. Вместе с этим, в кабельных сетях ток замыкания на землю в 30...35 раз больше, чем в воздушных линиях при той же длине. Поэтому кабельные сети часто приходится компенсировать дугогасительными катушками даже при напряжении 6...10 кВ.

4.4.6. Действие токов КЗ и ограничение их силы

Электрические аппараты, провода кабели и шины должны выдерживать кратковременные импульсы электродинамических сил и тепловые импульсы, возникающие в момент короткого замыкания. Поэтому при выборе аппаратов и проводников необходимо рассчитывать их не только по условиям длительной работы в нормальном нагрузочном режиме, но и проверять динамическую и термическую стойкость при КЗ.

Электродинамическая сила, действующая на шинную конструкцию при трёхфазном КЗ, определяется, согласно ПУЭ:

$$F^{(3)} = 1,76 \cdot \frac{\ell}{a} \cdot i_V^{(3)} \cdot 10^{-8},$$

где ℓ - расстояние между изоляторами, к которым жёстко прикреплена шина, см; a - расстояние между фазами, см; $i_V^{(3)}$ - сила ударного амплитудного трёхфазного короткого замыкания, А.

Эта сила создаёт изгибающий шину момент: $M = \frac{F^{(3)} \cdot \ell}{10}$ и вызывает в материале шины напряжение от изгиба: $\sigma_p = \frac{M}{W}$,

где W - момент сопротивления шины, зависящий от формы шин и от взаимного расположения фаз шин:

- при расположении шин "плашмя" - $W = \frac{b \cdot h^2}{6}$;
- при расположении шин "на ребро" - $W = \frac{b^2 \cdot h}{6}$,

где b - толщина полосы, см; h - ширина (высота) шины, см.

Для алюминиевых шин допустимое напряжение составляет $\sigma_{\text{доп.}} = 65 \text{ МПа}$.

Если расчётное напряжение больше допустимого, т.е. $\sigma_p > \sigma_{\text{доп.}}$, то или изменяют шинную конструкцию, или ограничивают силу короткого замыкания.

При расчёте электродинамических усилий в электрических аппаратах возникают значительные трудности, связанные с большим разнообразием и сложностью форм токоведущих частей. Поэтому заводы-изготовители обычно указывают максимально допустимое значение (амплитудное) силы тока КЗ (i_M), которое нельзя превышать. Таким образом, проверка аппаратов на динамическую стойкость проводится по условию: $i_V^{(3)} \leq i_M$,

где $i_V^{(3)}$ - сила ударного тока трёхфазного короткого замыкания в месте установки аппарата.

Термическое действие токов КЗ связано с выделением теплоты в проводниках при прохождении в них тока. По закону Джоуля-Ленца:

$$Q = 0,24 \cdot I^2 \cdot r \cdot t,$$

где r - сопротивление проводника, Ом; t - время прохождения тока, с.

Согласно ПУЭ, кратковременный нагрев алюминиевых шин, проводов и кабелей при КЗ не должен превышать 200°C . Нагрев приближённо оценивается по тепловому импульсу тока КЗ (B_K), $\text{A}^2 \cdot \text{с}$.

Аппарат считается устойчивым к действию тока КЗ, если выполняется следующее условие:

$$B_K \leq I_{tn}^2 \cdot t_n,$$

где I_{tn} - сила номинального тока термической стойкости аппарата, задаваемая заводом-изготовителем; t_n - номинальное расчётное время термической стойкости выключателя, задаваемое заводом-изготовителем в каталогах.

Тепловой импульс тока КЗ равен сумме тепловых импульсов от периодической и аperiodической составляющих тока КЗ.

Тепловой импульс от периодической составляющей: $B_{K.п.} \approx I_{п.}^2 \cdot t_{п.}$,

где $t_{п.}$ - время от начала до отключения тока КЗ, с; $I_{п.}$ - действующее значение периодического тока КЗ, кА.

Тепловой импульс от аperiodической составляющей $B_{K.а.} \approx I_K^2 \cdot T_a$,

где $T_a = 0,02 \dots 0,05$ с – постоянная затухания аperiodической составляющей тока КЗ, зависящая от соотношения между индуктивным и активным сопротивлениями цепи короткого замыкания.

Приведённое время действия тока КЗ складывается из времени действия защиты ($t_{заш.} = 0,05$ с) и времени отключения выключателя ($t_B = 0,15 \dots 0,2$ с):

$$t_{п.} = t_{заш.} + t_B \approx 0,2 \dots 0,25 \text{ с}.$$

Если основная защита имеет выдержку времени Δt , то t_B - увеличивается на Δt . Для промышленных сетей можно принимать: $t_{п.} \gg T_a$. Тогда, принимая во внимание только тепловой импульс от периодической составляющей,

получим условие термической стойкости аппарата: $I_{tn}^2 \cdot t_n \geq I_K^2 \cdot t_{п.}$,

то есть термическая стойкость аппарата не должна быть ниже теплового импульса тока короткого замыкания.

При больших расчётных значениях тока трёхфазного КЗ по условиям динамической и термической стойкости требуется применять самые устойчивые и дорогие аппараты, кабели с повышенной площадью сечения жил по сравнению с площадью экономического сечения, выбранного по условиям нормального режима.

Однако, чтобы избежать переустройства всей сети и многочисленной замены кабелей, шин, аппаратуры, необходимо ограничивать силу тока КЗ, применяя *следующие способы*:

Глубокое секционирование сборных шин РУ всех напряжений во всей системе электроснабжения предприятия.

В этом случае отключается секционный выключатель В1, так, чтобы одна часть предприятия получала питание от одной цепи ВЛ системы – трансформатор Т1 – секция шин ГПП, другая часть – от другой Т» такой же цепи. Если одна из этих цепей Т1 отключится, то автоматически или вручную обеспечивается подключение секции, потерявшей напряжение, к другой секции например, Т2, сохраняющей электроснабжение. При коротком замыкании КЗ на секции Т1 ток КЗ I_{K1} проходит только по одной цепи, что почти вдвое меньше, чем при отсутствии секционирования.

Вместе с этим, одного этого мероприятия окажется не достаточно, если номинальная мощность трансформаторов превышает 25...40 МВА. В таких случаях применяют следующее мероприятие:

Расщепление обмоток трансформаторов

Расщепление обмоток трансформаторов ГПП или ПГВ происходит следующим образом. Мощность каждой вторичной обмотки напряжением 6-10 кВ составляет половину мощности трансформаторов. Поэтому её сопротивление в 2 раза больше, чем при отсутствии расщепления, и силы токов КЗ I_{K1}, I_{K2} за трансформатором соответственно снижаются.

Включение последовательно в цепь питания электрореактор групповое

Различают *групповое* реактирование всех отходящих линий и сборных шин напряжением 6...10 кВ включением реактора в цепь вторичной обмотки трансформатора ГПП; индивидуальное реактирование, когда реакторы включаются в цепь каждой отходящей линии; групповое реактирование цепи трансформатора, применяемое в тех случаях, когда нужно удвоить число секций шин подстанции. Такое реактирование имеет дополнительное преимущество, а именно:

Благодаря электромагнитной связи ветвей сдвоенного реактора их сопротивление, при равенстве токов I' и I'' в ветвях в 2...2,5 раза меньше, чем при различии этих токов.

Благодаря этому в нормальном режиме частично устраняется потеря напряжения в реакторе, что очень важно, так как требуется, чтобы потеря напряжения не превышала 3...4% от номинального напряжения. Выбор реактора состоит в определении его сопротивления $x_{P,\%}$, которое необходимо включить в данную цепь, чтобы снизить силу тока КЗ до заданного значения $I_{к.доп.}$.

4.4.7. Примеры расчёта токов к.з.

Пример 1.

Определить сверхпереходный и установившийся токи КЗ с учётом переходных сопротивлений $R_{\Gamma} = 15 \text{ Ом}$ за кабелем, сечением 3x95x1x50 длиной 100 м с алюминиевыми жилами при питании от генератора, имеющего следующие данные:

$$P_{H.G.} = 630 \text{ кВт}; \quad S_{H.G.} = 787 \text{ кВА}; \quad U_{H.G.} = 0,4 \text{ кВ}; \quad I_{H.G.} = 1138 \text{ А}; \quad x_d'' = 0,16 \text{ о.е.}; \quad OK3 = 0,63; \\ I_{*в.пред.} = 10; \quad r_{\Gamma} \approx 0.$$

Решение:

Индуктивное сопротивление генератора определяем по выражению:

$$x_{\Gamma} = \frac{x_d'' \cdot U_{H.G.}^2}{S_{H.G.}} = 0,16 \cdot 400^2 / 787 = 32,5 \text{ мОм}.$$

Сопротивление кабеля, по формуле: $x_K = x_0 \cdot \ell$; $r_K = r_0 \cdot \ell$. Тогда:

$$x_K = 0,057 \cdot 100 = 5,7 \text{ мОм}; \quad r_K = 0,405 \cdot 100 = 4,5 \text{ мОм}.$$

Результирующее сопротивление до точки КЗ

$$z_{\Sigma} = \sqrt{(x_{\Gamma} + x_K)^2 + (r_{\Gamma} + r_K)^2} = \sqrt{(32,5 + 5,7)^2 + (40,5 + 15)^2} = 67,4 \text{ мОм}.$$

$$\text{Ток КЗ: } I_{KOR}^{(3)} = \frac{E_t}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{x_{\Sigma}^2 + (r_{\Sigma} + R_{II})^2}}.$$

при $t = 0$ э.д.с. нагруженного генератора $E_0 = U_{H.G.} \cdot (1 + x_d'' \cdot \sin \varphi_{H.G.})$. При $\cos \varphi_{H.G.} = 0,8$, имеем $\sin \varphi_{H.G.} = 0,6$. Тогда: $E_0 = U_{H.G.} \cdot (1 + x_d'' \cdot 0,6)$. Учитывая, что номинальное напряжение генератора на 5% выше номинального напряжения сети, а также, что КЗ может возникнуть и при ненагруженном генераторе, можно принять (что обычно и делают) $E_0 \approx (1 \dots 1,05) \cdot U_{H.G.}$. Тогда:

$$I_{KOR}^{(3)} = \frac{1,05 \cdot 400}{\sqrt{3} \cdot \sqrt{z_{\Sigma}^2}} = 3,6 \text{ кА}.$$

Ток КЗ при $t = \infty$ определяем методом спрямлённых характеристик. Таким образом.

Определяем внешнее сопротивление:

$$z_{вн.} = \sqrt{x_K^2 + (r_K + R_{II})^2} = \sqrt{5,7^2 + (40,5 + 15)^2} = 55,8 \text{ мОм}.$$

$$\text{Сопротивление и э.д.с. генератора: } x_{\infty} = \frac{U_{H.G.}^2}{(OKЗ \cdot S_{H.G.})} = \frac{400^2}{0,63 \cdot 787} = 322,7 \text{ мОм};$$

$$E_{\Gamma\infty} = U_{H.G.} \cdot I_{*в.пред.} = 400 \cdot 10 = 4000 \text{ В},$$

где ОКЗ – отношение установившегося тока КЗ на зажимах генератора при токе возбуждения холостого хода к номинальному току генератора. Его называют **отношение короткого замыкания**.

Определяем критическое сопротивление:

$$z_{KP.} \approx \frac{x_{\Gamma\infty} \cdot U_{H.G.}}{E_{\Gamma\infty} - U_{H.G.}} = \frac{322,7 \cdot 400}{4000 - 400} = 35,9 \text{ мОм}.$$

Поскольку $z_{BH.} > z_{KP.}$, имеем режим нормального напряжения. Принимая

$$E_t = U_{H.G.}, \quad x_{\Gamma} = 0, \text{ имеем:}$$

$$I_{K\infty R}^{(3)} \approx I_{KOR}^{(3)} = 3,6 \text{ кА}.$$

Вычислим значения тока КЗ по методу расчётных кривых. Расчётное сопротивление по формуле: $z_{*P} = z_{\Sigma} \cdot \frac{S_{H.G.\Sigma}}{U_{CP}^2} = \frac{67,4 \cdot 787}{400^2} = 0,33$.

По справочным данным находим относительные значения тока КЗ:

$$I_{K*0} = 3,2; \quad I_{K*\infty} = 2,25.$$

Определяем токи КЗ по формуле:

$$I_{Kt}^{(3)} = I_{K*0} \cdot I_{H\Sigma}; \quad I_{KOR}^{(3)} = 3,2 \cdot 1,138 = 3,6 \text{ кА}; \quad I_{K\infty R}^{(3)} = 2,25 \cdot 1,138 = 2,6 \text{ кА},$$

где $I_{H\Sigma} = \frac{S_{H.G.\Sigma}}{\sqrt{3} \cdot U_{CP}} = 1,138 \text{ кА}$ - суммарный номинальный ток работающих генераторов, приведённый к напряжению U_{CP} ступени, где рассматривается КЗ, т.е. к напряжению 0,4 кВ.

Таким образом, рассчитанные токи значительно меньше рассчитанных ранее.

Следовательно, для генератора, имеющего $I_{*в.пред.} = 10$, определение установившегося тока КЗ по расчётным кривым не допустимо, и ими пользоваться не следует.

Пример 2.

Определить ток однофазного КЗ на зажимах генератора и за кабелем для условий примера, рассмотренного выше (пример №3). Дополнительные параметры генератора: $x_2 = 0,171 \text{ о.е.}; \quad x_0 = 0,054 \text{ о.е.}$ - сопротивления соответственно обратной и нулевой последовательностей генератора. Кабель имеет непроводящую оболочку.

Решение.

Определяем индуктивное сопротивление генератора токам прямой, обратной и нулевой последовательностей:

$$x_{1Г} = \frac{x_d'' \cdot U_{H.Г.}^2}{S_{H.Г.}} = \frac{0,16 \cdot 400^2}{787} = 32,5 \text{ мОм};$$

$$x_{2Г} = \frac{0,171 \cdot 400^2}{787} = 34,8 \text{ мОм}; \quad x_{0Г} = \frac{0,054 \cdot 400^2}{787} = 11 \text{ мОм}.$$

Для генератора $r_{1Г} = r_{2Г} = r_{0Г} = 2,18 \text{ мОм}$.

Определяем суммарное сопротивление генератора при однофазном КЗ:

$$z_{\Sigma Г}^{(1)} = \sqrt{(r_{1Г} + r_{2Г} + r_{0Г} + 3R_{II})^2 + (x_{1Г} + x_{2Г} + x_{0Г})^2}$$

$$= \sqrt{(3 \cdot 2,28 + 3 \cdot 15)^2 + (32,5 + 34,8 + 11)^2} = 93,7 \text{ мОм}.$$

Определим сопротивление петли фаза-нуль кабеля:

$z_{III} = z_{III.уд.} \cdot \ell = 1,13 \cdot 100 = 113 \text{ мОм}$, где $z_{III.уд.}$ - полное удельное сопротивление петли для кабеля.

Ток однофазного КЗ на зажимах генератора с учётом переходных сопротивлений:

$$I_{KR}^{(1)} = \frac{U_{\phi.}}{\frac{z_{\Sigma Г}^{(1)}}{3} + z_{III.}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{93,7}{3}\right)} = 7,4 \text{ кА};$$

Для металлического КЗ ($R_{II} = 0$; $z_{\Sigma Г}^{(1)} = 78,6 \text{ мОм}$;

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\phi.}}{\frac{z_{\Sigma Г}^{(1)}}{3} + z_{III.}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{78,6}{3}\right)} = 8,8 \text{ кА}.$$

Ток однофазного КЗ за кабелем с учётом переходных сопротивлений

$$I_{KR}^{(1)} = \frac{U_{\phi.}}{\frac{z_{\Sigma Г}^{(1)}}{3} + z_{III.}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{93,7}{3} + 113\right)} = 1,6 \text{ кА}.$$

Ток металлического КЗ за кабелем:

$$I_K^{(1)} = \frac{U_{\phi.}}{\frac{z_{\Sigma Г}^{(1)}}{3} + z_{III.}} = \frac{400}{\sqrt{3} \cdot \left(\frac{78,6}{3} + 113\right)} = 1,66 \text{ кА}.$$

Как видно эти токи практически одинаковы.

Пример 3. Рассчитать токи трехфазного короткого замыкания в системе электроснабжения, приведенной на рисунке.

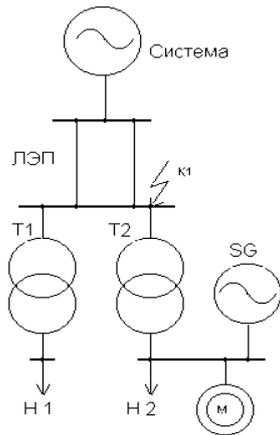


Рисунок. 1. Схема системы.

Параметры схемы.

Система: номинальное напряжение - $U=35$ кВ, ток трехфазного короткого замыкания $I^{(3)} = 50$ кА.

ЛЭП:

Длина, км	r_1 , Ом/км	x_1 , Ом/км	x_0 , Ом/км
25	3,7	0,35	0,9

Трансформаторы Т1 и Т2:

S_n , МВА	Тип	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	u_k , %	ΔP_k , кВт	i_0 , %
40	ТД-40000/35	35	10,5	7,5	65	0,8

Синхронный генератор:

Мощность, кВА	Напряжение, кВ	Индуктивности (о.е.)				
		x_d	x_q	x'_d	x''_d	x''_q
25	10,5	1,19	0,715	0,241	0,15	0,167

Асинхронный двигатель:

P_n , кВт	U_n , кВ	$\cos\varphi_n$	η_n , %	s_n , %	n_n , мин ⁻¹	I_n/I_n	$\frac{M_n}{M_n}$	$\frac{M_{max}}{M_n}$
3200	10	0,915	95,8	0,5	2985	6,4	0,7	2,7

Нагрузка: Н1- 30 МВА, $\cos\varphi = 0,8$, Н2 – 50 МВА, $\cos\varphi = 0,83$.

Выполнить расчет:

- начального значения трехфазного тока короткого замыкания в точках к1 и к2 схемы;
- ударного тока короткого замыкания в точке к2 схемы.

Решение. 1. Определяем базисные величины для точек к1 и к2 схемы.

к1: $S_6 = 100$ МВА, $U_{16} = 37$ кВ, $I_{16} = S_6/\sqrt{3} \cdot U_{16} = 100/\sqrt{3} \cdot 37 = 1,56$ кА.

к2: $S_6 = 100 \text{ МВА}$, $U_{26} = 10,5 \text{ кВ}$, $I_{26} = S_6 / \sqrt{3} \cdot U_{26} = 100 / \sqrt{3} \cdot 10,5 = 5,5 \text{ кА}$.

2. Составляем схему замещения и определяем параметры элементов схемы в базисных величинах.

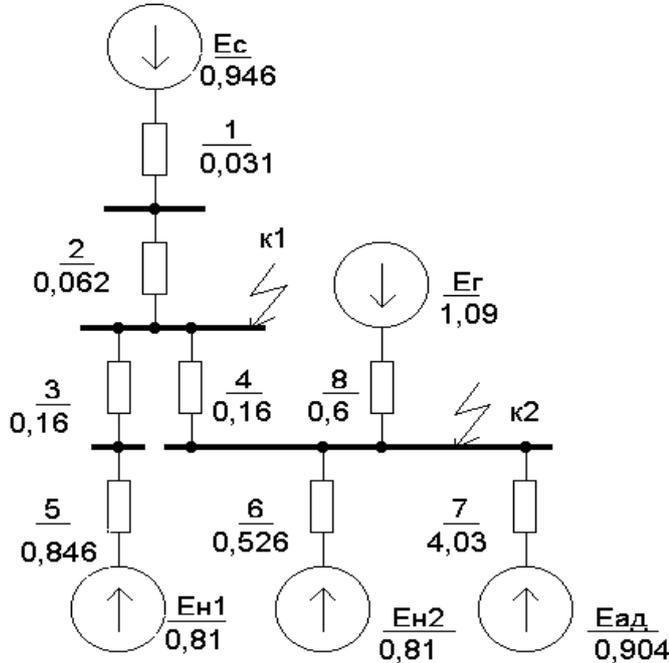


Рис. 2. Схема замещения и параметры элементов.

Сопротивления элементов

в относительных базисных величинах:

$$1: x_c = \frac{U_{\text{ср.ном.}} S_6}{\sqrt{3} \cdot I_k^{(3)} \cdot U_{61}^2} = \frac{37 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 37^2} = 0,031 \text{ о.е.}$$

$$2: x_{л1} = 0,5 x_1 \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,5 \cdot 0,35 \cdot 25 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,062 \text{ о.е.}$$

$$3,4: x_T = 0,01 u_k \frac{u_n^2 \cdot S_6}{S_n \cdot u_6^2} = 0,01 \cdot 7,5 \cdot \frac{35^2 \cdot 100}{40 \cdot 37^2} = 0,16 \text{ о.е.}$$

$$5: x_{н1} = 0,35 \frac{u_n^2 \cdot S_6}{S_n \cdot u_6^2} = 0,35 \frac{10^2 \cdot 100}{30 / 0,8 \cdot 10,5^2} = 0,846 \text{ о.е.}$$

$$6: x_{н2} = 0,35 \frac{10^2 \cdot 100}{50 / 0,83 \cdot 10,5^2} = 0,526 \text{ о.е.}$$

$$7: x_{ад}'' = \frac{1}{K_i} \frac{U_n^2}{S_n} \cos \varphi \frac{S_6}{U_6^2} \eta = \frac{1}{6,4 \cdot 3,2} 0,951 \frac{100}{10,5^2} 0,958 = 4,03 \text{ о.е.}$$

$$8: x_d'' = 0,15 \frac{u_n^2 \cdot S_6}{S_n \cdot u_6^2} = 0,15 \frac{10,5^2 \cdot 100}{25 \cdot 10,5^2} = 0,6 \text{ о.е.}$$

ЭДС источников в относительных базисных величинах:

$$E_c^* = E_c / U_{61} = 35/37 = 0,946 \text{ о.е.}$$

$$E_{н1}^* = E_{н2}^* = 0,85 \cdot U_n / U_6 = 0,85 \cdot 10/10,5 = 0,81 \text{ о.е.}$$

$$E_{ад\phi} = \sqrt{(U_\phi - I_n x_{ад}'' \sin \varphi_n)^2 + (I_n x_{ад}'' \cos \varphi_n)^2} =$$

$$\sqrt{(5,78 - 0,202 \cdot 4,67 \cdot 0,403)^2 + (0,202 \cdot 4,67 \cdot 0,915)^2} = 5,48 \text{ кВ.}$$

В выражении для ЭДС:

$$I_n = \frac{P_n}{\cos \varphi \sqrt{3} U_n} = \frac{3,2}{0,915 \sqrt{3} \cdot 10} = 0,202 \text{ кА;}$$

$$x_{ад}'' = \frac{1}{K_i} \frac{U_n^2}{S_n} \cos \varphi \eta = \frac{1}{6,4} \frac{10^2}{3,2} 0,951 \cdot 0,958 = 4,67 \text{ Ом;}$$

$$U_\phi = 10 / \sqrt{3} = 5,78 \text{ кВ.}$$

$$E_{ад\phi}^* = 5,48 \cdot \sqrt{3} / U_{62} = 0,904 \text{ о.е.}$$

$$E_{сг\phi} = \sqrt{(U_\phi + I_n x_d'' \sin \varphi_n)^2 + (I_n x_d'' \cos \varphi_n)^2} =$$

$$= \sqrt{(6,07 + 1,37 \cdot 0,66 \cdot 0,6)^2 + (1,37 \cdot 0,66 \cdot 0,8)^2} = 6,65 \text{ кВ,}$$

где:

$$I_n = \frac{S_n}{\sqrt{3} U_n} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,37 \text{ кА; } x_d'' = 0,15 \frac{U_n^2}{S_n} = 0,66 \text{ Ом;}$$

$$U_\phi = 6,07 \text{ кВ; } \cos \varphi_n = 0,8, \sin \varphi_n = 0,6.$$

$$E_{сг\phi}^* = 6,65 \cdot \sqrt{3} / U_{62} = 1,09 \text{ о.е.}$$

3. Расчет сверхпереходного тока кз в точке к1.

Преобразуем схему на рис.2:

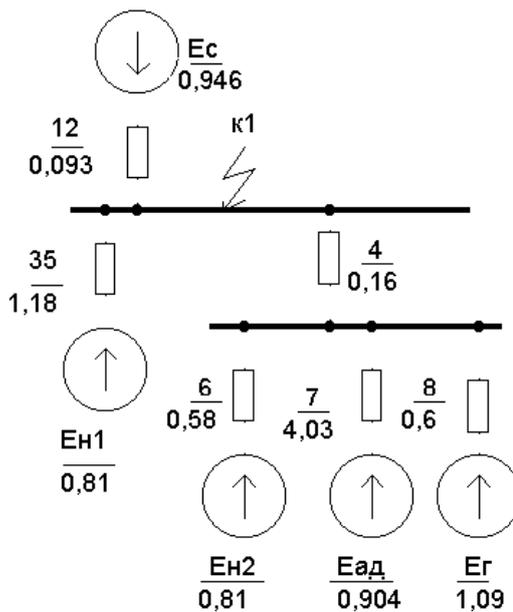


Рис.3а

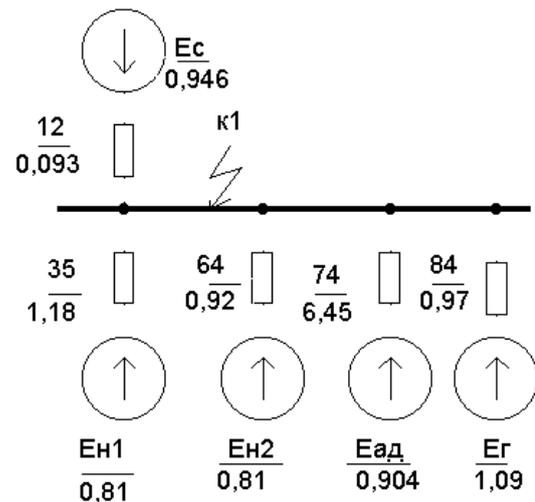


Рис.3б

На рис.3б:

$$x_{12} = x_1 + x_2 = 0,093, \quad x_{35} = x_3 + x_5 = 1,18.$$

Сопровитления x_{64} , x_{74} , x_{84} определим через коэффициенты токораспределения:

$$C_{64} = \frac{x_{\text{эКВ}}}{x_6} = \frac{0,266}{0,58} = 0,46; \quad C_{74} = \frac{x_{\text{эКВ}}}{x_7} = 0,066; \quad C_{84} = \frac{x_{\text{эКВ}}}{x_8} = 0,44,$$

где:

$$x_{\text{эКВ}} = \frac{1}{y_{\text{эКВ}}}; \quad y_{\text{эКВ}} = \frac{1}{x_6} + \frac{1}{x_7} + \frac{1}{x_8} = \frac{1}{0,58} + \frac{1}{4,03} + \frac{1}{0,6} = 3,75; \quad x_{\text{эКВ}} = 0,266 \text{ о.е.}$$

$$x_{64} = \frac{x_{\text{рез}}}{C_{64}} = \frac{0,426}{0,46} = 0,92 \text{ о.е.}; \quad x_{74} = 6,45 \text{ о.е.}; \quad x_{84} = 0,968 \text{ о.е.},$$

где:

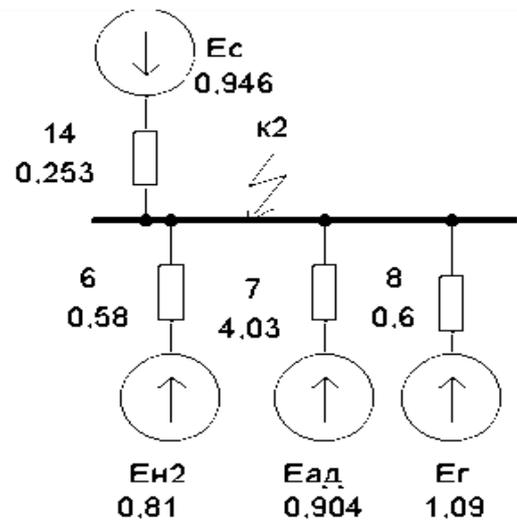
$$x_{\text{рез}} = x_{\text{эКВ}} + x_4 = 0,266 + 0,16 = 0,426 \text{ о.е.}$$

Начальное значение периодической составляющей трехфазного тока кз в точке к1:

$$I_{\text{н0}} = \left(\frac{E_c}{x_{12}} + \frac{E_{\text{н1}}}{x_{35}} + \frac{E_{\text{н2}}}{x_{64}} + \frac{E_{\text{ад}}}{x_{74}} + \frac{E_{\text{сг}}}{x_{84}} \right) \cdot I_{\text{б1}} = \frac{0,946}{0,093} + \frac{0,81}{1,18} + \frac{0,81}{0,92} + \frac{0,904}{6,45} + \frac{1,09}{0,968} \cdot 1,56 = 20,26 = \text{кА}$$

4. Расчет начального значения периодической составляющей тока в точке к2. При расчете тока кз в точке к2 влияние нагрузки $E_{н1}$ можно не учитывать; тогда после преобразования схема замещения будет иметь вид (рис.4):

Рис. 4



Сопротивление $x_{14} = x_1 + x_2 + x_4 = 0,253$.

Начальное значение периодической составляющей трехфазного тока кз:

$$I_{н0} = \left(\frac{E_c}{x_{14}} + \frac{E_{н2}}{x_6} + \frac{E_{ад}}{x_7} + \frac{E_{cr}}{x_8} \right) \cdot I_{62} = \left(\frac{0,946}{0,253} + \frac{0,81}{0,526} + \frac{0,904}{4,03} + \frac{1,09}{0,6} \right) 5,5 =$$

$$= 29,72 \text{ кА}$$

5. Расчет ударного тока кз. Определим активные сопротивления элементов для расчетной схемы на рис.1.

1: $r_c = 0$;

2: $r_{л} = 0,5 r_1 l \frac{S_6}{U_6^2} = 0,5 \cdot 3,7 \cdot 25 \cdot 100/37^2 = 0,337 \text{ о.е.}$

3,4: $r_T = \Delta P_{к} \frac{U_{н}^2 S_6}{S_{н} U_6^2} = 0,065 \frac{35^2 100}{40^2 37^2} = 0,0036 \text{ о.е.}$

6: $r_{н2} = x_{н2} / 2,5 = 0,21 \text{ о.е.}$

7: $r_{ад} = x''_{ад} / 30 = 0,13 \text{ о.е.}$

8: $r_{cr} = x''_d / 15 = 0,04 \text{ о.е.}$

Активное сопротивление x_{14} для преобразованной схемы на рис.4:

$$x_{14} = r_{14} = r_2 + r_4 = 0,34 \text{ о.е.}$$

Постоянные времени и ударный коэффициент для каждой из ветвей на схеме рис.4:

$$T_{14} = x_{14} / \omega \cdot r_{14} = 0,253 / 314 \cdot 0,34 = 0,024 \text{ с.}$$

$$K_{уд14} = (1 + e^{\frac{0,01}{T_{14}}}) = 1,65.$$

$$T_6 = 0,58 / 314 \cdot 0,21 = 0,088 \text{ с. } K_{уд6} = 1,89.$$

$$T_7 = 4,03 / 314 \cdot 0,13 = 0,098 \text{ с. } K_{уд7} = 1,902.$$

$$T_8 = 0,6 / 314 \cdot 0,04 = 0,0477 \text{ с. } K_{уд8} = 1,74.$$

Ударный ток в точке к2:

$$i_{уд} = \sum_i (\sqrt{2} I_{п0i} K_{удi}) \cdot I_{б2} = 116,59 \text{ кА.}$$

Ответ:

В точке к1: $I_{п0} = 20,26 \text{ кА.}$

В точке к2: $I_{п0} = 29,72 \text{ кА, } i_{уд} = 116,59 \text{ кА.}$

Пример 4. Найти ток двухфазного короткого замыкания на землю для схемы системы, приведенной на рисунке.

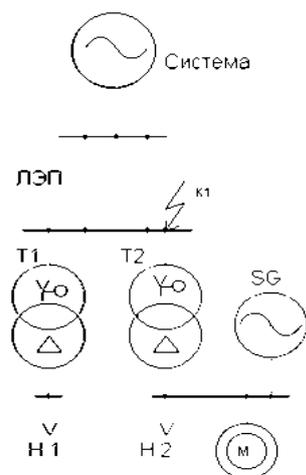


Рисунок 5 Схема системы.

Параметры схемы:

Система: номинальное напряжение - $U=35 \text{ кВ}$, ток трехфазного короткого замыкания $I^{(3)} = 50,0 \text{ кА}$.

ЛЭП:

Длина, км	r_1 , Ом/км	x_1 , Ом/км	x_0 , Ом/км
25	3,7	0,35	0,9

Трансформаторы Т1 и Т2:

S_n , МВА	Тип	$U_{вн}$, кВ	$U_{нн}$, кВ	U_k , %	ΔP_k , кВт	i_0 , %
40	ТД-40000/35	35	10,5	7,5	65	0,8

Синхронный генератор (сопротивления в о.е.):

Мощность, кВА	Напряжение, кВ	x_d	x_q	x'_d	x''_d	x''_q
25	10,5	1,19	0,715	0,241	0,15	0,167

Асинхронный двигатель:

P_n , кВт	U_n , кВ	$\cos\varphi_n$	$\eta_n, \%$	$s_n, \%$	$n_n, \text{мин}^{-1}$	I_n/I_n	$\frac{M_n}{M_n}$	$\frac{M_{\max}}{M_n}$
3200	10	0,915	95,8	0,5	2985	6,4	0,7	2,7

Нагрузка: Н1- 30 МВА, $\cos\varphi = 0,8$, Н2 – 50 МВА, $\cos\varphi = 0,83$.

Решение. 1. Определяем базисные величины для точки к1 схемы.

к1: $S_6 = 100 \text{ МВА}$, $U_{16} = 37 \text{ кВ}$, $I_{16} = S_6/\sqrt{3} \cdot U_{16} = 100/\sqrt{3} \cdot 37 = 1,56 \text{ кА}$.

2. Составляем схему замещения и определяем параметры элементов схемы в базисных величинах.

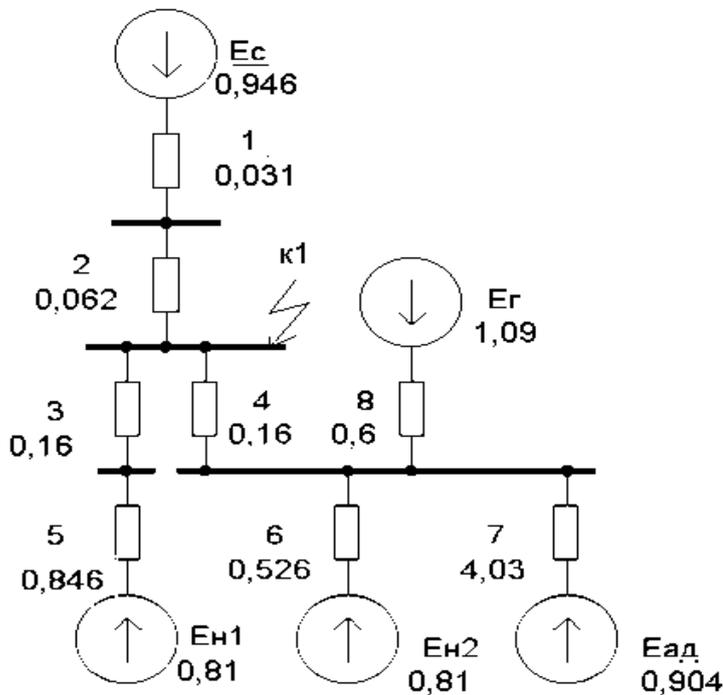


Рис. 6. Схема замещения и параметры элементов.

Сопротивления элементов в относительных базисных величинах:

$$1: x_c = \frac{U_{\text{ср.ном.}} S_6}{\sqrt{3} \cdot I_{\kappa}^{(3)} \cdot U_{61}^2} = \frac{37 \cdot 100}{\sqrt{3} \cdot 50 \cdot 37^2} = 0,031 \text{ о.е.}$$

$$2: x_{\text{л}} = 0,5 x_1 \cdot 1 \cdot \frac{S_6}{U_6^2} = 0,5 \cdot 0,35 \cdot 25 \cdot \frac{100}{37^2} = 0,062 \text{ о.е.}$$

$$3,4: x_T = 0,01 u_{\kappa} \frac{u_{\text{н}}^2 \cdot S_6}{S_{\text{н}} \cdot u_6^2} = 0,01 \cdot 7,5 \frac{35^2 \cdot 100}{40 \cdot 37^2} = 0,16 \text{ о.е.}$$

$$5: x_{\text{н1}} = 0,35 \frac{u_{\text{н}}^2 \cdot S_6}{S_{\text{н}} \cdot u_6^2} = 0,35 \frac{10^2 \cdot 100}{30/0,8 \cdot 10,5^2} = 0,846 \text{ о.е.}$$

$$6: x_{\text{н2}} = 0,35 \frac{10^2 \cdot 100}{50/0,83 \cdot 10,5^2} = 0,526 \text{ о.е.}$$

$$7: x_{\text{ад}}'' = \frac{1}{K_i} \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}} \cos \varphi \frac{S_6}{U_6^2} \eta = \frac{1}{6,4} \frac{10^2}{3,2} 0,951 \frac{100}{10,5^2} 0,958 = 4,03 \text{ о.е.}$$

$$8: x_{\text{д}}'' = 0,15 \frac{u_{\text{н}}^2 \cdot S_6}{S_{\text{н}} \cdot u_6^2} = 0,15 \frac{10,5^2}{25} \frac{100}{10,5^2} = 0,6 \text{ о.е.}$$

ЭДС источников в относительных базисных величинах:

$$E_{\text{с}}^* = E_{\text{с}} / U_{61} = 35 / 37 = 0,946 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{н1}}^* = E_{\text{н2}}^* = 0,85 \cdot U_{\text{н}} / U_6 = 0,85 \cdot 10 / 10,5 = 0,81 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{ад}\phi} = \sqrt{(U_{\phi} - I_{\text{н}} x_{\text{ад}}'' \sin \varphi_{\text{н}})^2 + (I_{\text{н}} x_{\text{ад}}'' \cos \varphi_{\text{н}})^2} =$$

$$\sqrt{(5,78 - 0,202 \cdot 4,67 \cdot 0,403)^2 + (0,202 \cdot 4,67 \cdot 0,915)^2} = 5,48 \text{ кВ.}$$

В выражении для ЭДС:

$$I_{\text{н}} = \frac{P_{\text{н}}}{\cos \varphi \sqrt{3} U_{\text{н}}} = \frac{3,2}{0,915 \sqrt{3} \cdot 10} = 0,202 \text{ кА;}$$

$$x_{\text{ад}}'' = \frac{1}{K_i} \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{н}}} \cos \varphi \eta = \frac{1}{6,4} \frac{10^2}{3,2} 0,951 \cdot 0,958 = 4,67 \text{ Ом;}$$

$$U_{\phi} = 10 / \sqrt{3} = 5,78 \text{ кВ.}$$

$$E_{\text{ад}\phi}^* = 5,48 \cdot \sqrt{3} / U_{62} = 0,904 \text{ о.е.}$$

$$E_{\text{ср}\phi} = \sqrt{(U_{\phi} + I_{\text{н}} x_{\text{д}}'' \sin \varphi_{\text{н}})^2 + (I_{\text{н}} x_{\text{д}}'' \cos \varphi_{\text{н}})^2} =$$

$$= \sqrt{(6,07 + 1,37 \cdot 0,66 \cdot 0,6)^2 + (1,37 \cdot 0,66 \cdot 0,8)^2} = 6,65 \text{ кВ},$$

где:

$$I_H = \frac{S_H}{\sqrt{3}U_H} = \frac{25}{\sqrt{3} \cdot 10} = 1,37 \text{ кА}; \quad x_d'' = 0,15 \frac{U_H^2}{S_H} = 0,66 \text{ Ом};$$

$$U_\phi = 6,07 \text{ кВ}; \quad \cos\varphi_H = 0,8, \quad \sin\varphi_H = 0,6.$$

$$E_{сг.л} = 6,65 \cdot \sqrt{3} / U_{62} = 1,09 \text{ о.е.}$$

3. Определяем эквивалентные сопротивление и эдс прямой последовательности для расчетной схемы, приведенной на рис.6.

Преобразуем схему на рис. 1:

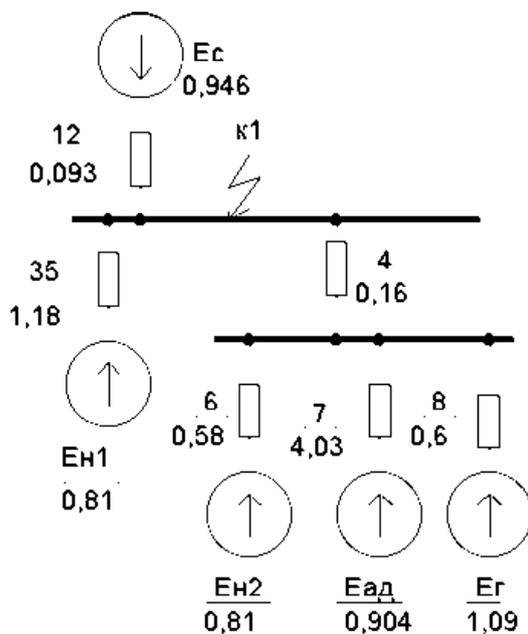


Рис.7а

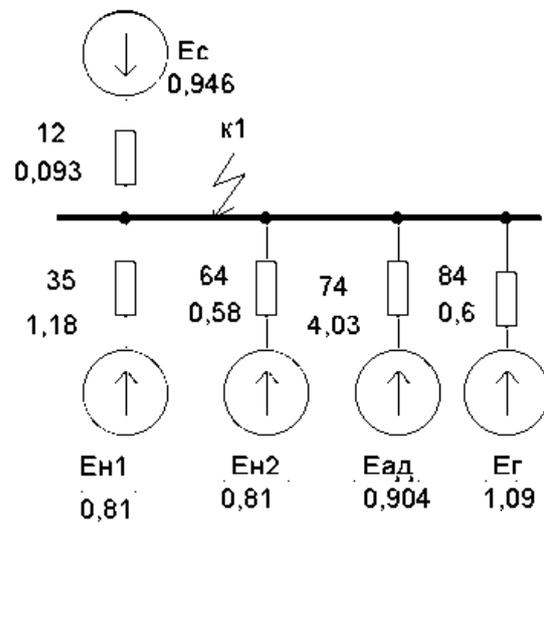


Рис.7б

Эквивалентная эдс и сопротивление прямой последовательности:

$$E_{\text{э1}} = \frac{1}{y_3} \sum_{k=1}^5 y_k \cdot E_k = 0,065(10,75 \cdot 0,946 + 0,847 \cdot 1,18 + 1,72 \cdot 0,58 + 0,248 \cdot 0,904 +$$

$$1,66 \cdot 1,09) = 0,923 \text{ о.е.}$$

$$y_{\text{э1}} = \frac{1}{x_{12}} + \frac{1}{x_{35}} + \frac{1}{x_{64}} + \frac{1}{x_{74}} + \frac{1}{x_{84}} = 15,23 \text{ о.е.}$$

$$x_{\text{э1}} = 0,065 \text{ о.е.}$$

4. Составляем схему замещения обратной и нулевой последовательностей и определяем их эквивалентные сопротивления.

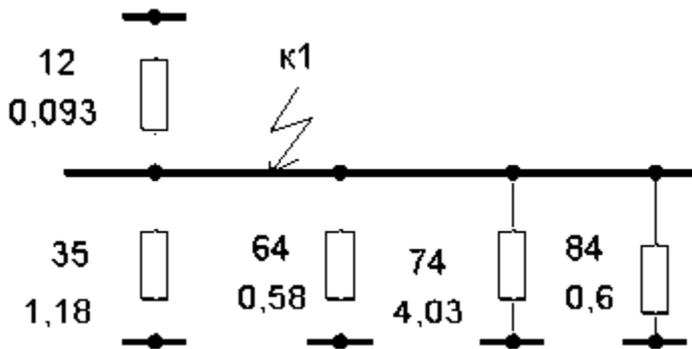


Рис.8. схема замещения обратной последовательности

$$x_2 = x_1 = 0,065 \text{ о.е.}$$

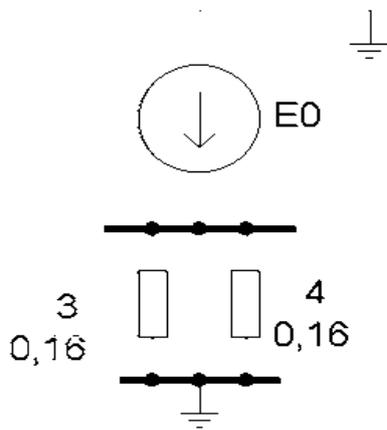
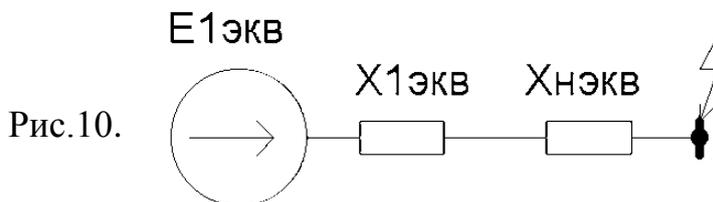


Рис.9. Схема замещения нулевой последовательности.

$$x_0 = 0,08 \text{ о.е.}$$

Результирующая схема для расчета несимметричного тока кз представлена на рис.10



Для двухфазного кз на землю $x_{нэкв} = \frac{x_2 \cdot x_0}{x_2 + x_0} = 0,036 \text{ о.е.}$

Ток в аварийных фазах:

$$I_k^{(1,1)} = \sqrt{3} \sqrt{1 - \frac{x_2 \cdot x_0}{x_2 + x_0}} \cdot \frac{E_{1экв}}{x_{1экв} + x_{нэкв}} \cdot I_0 = 10,75 \cdot 1,56 = 16,78 \text{ кА}$$

Ответ: ток двухфазного кз на землю составляет 16,78 кА.

ГЛАВА V. ЛАБОРАТОРНЫЙ ПРАКТИКУМ ПО ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЮ В СИСТЕМАХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

5.1. Лабораторная работа 1. «Высоковольтные изоляторы»

Цель работы: изучить конструкцию и область применения изоляторов.

Программа работы:

1. Изучить назначение, конструкцию и область применения стационарных изоляторов.
2. То же для линейных изоляторов.
3. То же для аппаратных изоляторов.
4. Нарисовать эскизы и описать конструкцию всех типов изоляторов и дать им характеристику.
5. Ознакомиться с конструкцией изоляторов представленных в лаборатории электроснабжения.

Контрольные вопросы:

1. Требования к изоляторам?
2. Виды и типы изоляторов?
3. Из каких материалов изготавливаются изоляторы?
4. Сколько изоляторов в гирлянде на напряжение 110 кВ, 220 кВ?
5. Какой изолятор можно использовать вместо гирлянды в электроустановках напряжением 110 кВ?

Требования, предъявляемые к отчету:

1. Аккуратность.
2. Рисунки от руки карандашом.
3. Излагаемый текст – от руки.
4. На отдельных листах, формата А4, с титульным листом.

Общие теоретические сведения

Принцип работы изоляционных слоев диэлектрика

Изоляция электроустановки служит для предотвращения протекания электрического тока между изолируемыми частями. В нормальном состоянии через изоляцию могут протекать *три вида токов*:

- емкостные токи при переменном напряжении, которые зависят от емкости изоляции и могут быть большими по величине;
- абсорбционные токи (токи различных видов замедленной поляризации), сказывающиеся при постоянном и при переменном напряжениях;
- сквозные токи, чрезвычайно малые по величине, которые протекают при постоянном напряжении через длительное время после его включения.

Заряженные частицы, входящие в состав молекул и кристаллических решеток диэлектрика, достаточно прочно связаны в веществе и при условиях, близких к нормальным, не могут перемещаться на заметные расстояния. Сквозные токи обусловлены небольшим количеством свободных заряженных частиц, образуемых за счет внешних ионизаторов, и эти свободные заряженные частицы способны перемещаться через изоляцию от одного электрода к другому.

Диэлектрические потери и угол потерь

Любая изоляция нагревается при приложении к ней напряжения. Причиной нагрева являются сквозные токи через изоляцию, нагрев за счет замедленных видов поляризации, ионизация газовых включений в твердой изоляции и неоднородность структуры изоляции. *Диэлектрическими потерями* называют мощность нагрева изоляции за счет приложенного к ней напряжения. Диэлектрические потери при переменном напряжении обычно существенно больше, чем при постоянном напряжении той же величины, что и действующее значение переменного напряжения, и основную роль в нагреве на переменном напряжении до начала ионизации чаще всего играют поляризационные потери.

Углом диэлектрических потерь называют угол, дополняющий до 90° угол сдвига фазы между напряжением на изоляции и током через изоляцию. $\operatorname{tg} \delta$ показывает соотношение между активной мощностью нагрева изоляции и реактивной емкостной мощностью в изоляции. Понятие угла диэлектрических потерь применимо только для синусоидальных напряжений и токов.

Для определенности понятия емкости реальных конденсаторов или изоляции используют **схемы замещения**. Чаще всего используют две простейшие схемы замещения, составленные емкостным элементом и резистивным элементом: последовательную и параллельную. Величина емкости не зависит от выбора схемы замещения только при малых диэлектрических потерях.

Пробой изоляции

Очень малая концентрация свободных заряженных частиц в диэлектрике приводит к очень малым сквозным токам в изоляции при небольших напряжениях. При пробое концентрация свободных заряженных частиц резко повышается. Это повышение обусловлено следующими шестью группами физических механизмов, из которых для газов имеют значение первые четыре группы механизмов.

1. При столкновении нейтрального атома или молекулы с частицей, движущейся с большой скоростью (чаще всего это электрон) может произойти отрыв электрона от нейтрального атома или молекулы с образованием свободного электрона и положительного иона. Этот эффект называется **ударной ионизацией**, и он происходит, если кинетическая энергия ионизирующей частицы превышает энергию, необходимую для отрыва электрона (энергию ионизации), $W_{кин} > W_{и}$. При таком процессе концентрация свободных зарядов увеличивается и растет электрический ток. Количество носителей заряда уменьшается не только из-за переноса частиц

на электроды, но и из-за явления рекомбинации, то есть нейтрализации иона частицей с противоположным по знаку зарядом.

2. **Фотоионизация в объеме газа** имеет место при воздействии жесткого электромагнитного излучения, к которому относятся ультрафиолетовые лучи, рентгеновское и гамма-излучение. Фотоионизация происходит в случае, если энергия кванта электромагнитного излучения не менее величины энергии ионизации, $h\nu W_{и}$, h - постоянная Планка, ν - частота электромагнитного излучения.

3. При обычных температурах в диэлектриках не происходит отрыва электронов при тепловых соударениях частиц, поскольку энергии теплового движения даже у самых быстрых частиц недостаточно для ионизации. **Термическая ионизация** при тепловых соударениях становится заметной при температурах в тысячи градусов Цельсия.

4. В ряде случаев происходит **эмиссия электронов с поверхности электродов** (из катода), при которой электроны проникают вглубь диэлектрика. Различают четыре вида эмиссии:

- **термоэлектронная эмиссия** - освобождение электронов из катода при его нагреве; в отличие от термической ионизации требуется сравнительно небольшая температура в несколько сотен градусов;

- **фотоэлектронная эмиссия** - освобождение электронов при облучении катода коротковолновым электромагнитным излучением (эффект Столетова); для многих металлов достаточно облучения видимым светом;

- **освобождение электронов из металла** за счет высокой напряженности электрического поля порядка $10^5 - 10^6$ В/см, которая может быть реализована на остриях;

- **вторичная электронная эмиссия** - освобождение электронов из катода при бомбардировке его тяжелыми частицами (положительными ионами).

5. Процессы пробоя жидких и твердых диэлектриков отличаются большим разнообразием и сложностью. **В жидких диэлектриках** большое значение имеют **тепловые ионизационные процессы**, то есть нагрев жидкости с ее

разложением, приводящий к появлению газовых пузырьков и развитию в них процессов ионизации, поскольку газовые диэлектрики обычно имеют существенно меньшую электрическую прочность. Другим важнейшим фактором пробоя жидкого диэлектрика является *наличие в нем посторонних примесей* (твердых примесей, влаги и газовых пузырьков), вызывающих локальное увеличение напряженности электрического поля.

б. *В твердых диэлектриках* пробой может вызываться как *электрическими процессами* (то есть ударной ионизацией), так и *тепловыми процессами*, возникающими под действием электрического поля. Немалую роль в твердых диэлектриках играют и *электрохимические процессы*, то есть разложение твердого диэлектрика под действием химически активных ионизированных частиц. При электрических процессах сильно различаются электрические прочности диэлектриков однородной и неоднородной структуры. В случае разогрева диэлектрика под действием приложенного электрического поля происходит электротепловой пробой, а при ионизации газовых включений с разложением твердого диэлектрика сравнительно медленно развивается электрохимический пробой.

Перекрытие изоляции

Перекрытием называют разряд по границе раздела двух сред, чаще всего это граница твердый диэлектрик - газ. Напряжение перекрытия $U_{пер}$ всегда существенно меньше пробивного напряжения $U_{пр} <$ чисто газового промежутка с теми же электродами. *Основными причинами* этого эффекта считают влияние газовых включений между металлом электрода и твердым диэлектриком, влияние микрокапель влаги и накопление объемных зарядов на боковой поверхности изолятора. Для увеличения $U_{пер}$ применяют ребристые конструкции изоляторов.

Напряжение перекрытия проходного изолятора обычно в несколько раз меньше напряжения перекрытия опорного изолятора при одинаковой длине пути перекрытия. Связано это с близким расстоянием между

разнопотенциальными электродами в проходном изоляторе, из-за чего ионизация на фланце изолятора начинается при весьма небольшом напряжении. Большая емкость между каналом разряда и внутренним электродом приводит к сравнительно большому емкостному току между каналом разряда и внутренним электродом, что приводит к нагреву канала и большей его стабильности.

Требования к изоляторам

Несмотря на многообразие видов, и типов изоляторов, к ним предъявляются следующие общие требования:

а) Диэлектрики, из которых изготавливаются изоляторы, должны обладать *высокой механической прочностью*, поскольку изоляторы, являясь элементом конструкции, несут значительную нагрузку. Например, изоляторы линий электропередачи несут нагрузку от тяжения проводов, исчисляемую тоннами, а иногда и десятками тонн. Изоляторы, на которых крепятся шины распределительных устройств, выдерживают огромные нагрузки от электродинамических сил, возникающих между шинами при коротких замыканиях.

б) Диэлектрики должны иметь *высокую электрическую прочность*, позволяющую создавать экономичные и надежные конструкции изоляторов. Нарушение электрической прочности изолятора может происходить или при пробое твердого диэлектрика, из которого он изготовлен, или в результате развития разряда в воздухе вдоль внешней поверхности изолятора. Пробой твердого диэлектрика означал бы выход изолятора из строя, тогда как разряд по поверхности при условии быстрого отключения напряжения не причиняет изолятору никаких повреждений. Поэтому пробивное напряжение твердого диэлектрика в изоляторе примерно в 1,5 раз должно быть больше, чем напряжение перекрытия по поверхности, чем и определяется *электрическая прочность изолятора*.

в) *Диэлектрики должны быть негигроскопичны* и не должны изменять своих свойств под действием различных метеорологических факторов.

г) При неблагоприятных условиях (увлажнение, загрязнение и т.п.) на изоляторах, устанавливаемых на открытом воздухе (изоляторов наружной установки), могут возникать частичные электрические дуги. Под их действием поверхность может обугливаться, и на ней могут появляться проводящие следы - *треки*, снижающие электрическую прочность изоляторов. Поэтому диэлектрики для изоляторов наружной установки должны обладать высокой *трекинговстойкостью*.

Классификация изоляторов

Все выпускаемые промышленностью изоляторы классифицируются по следующим признакам:

- 1) по материалу изготовления,
- 2) по назначению,
- 3) по способу установки.

По материалу изготовления признаку все изоляторы делятся на:

- фарфоровые,
- стеклянные,
- полимерные.

Всем указанным выше требованиям в наибольшей степени удовлетворяет глазурованный электротехнический фарфор и стекло, получившие широкое распространение, а также некоторые пластмассы. Электрическая прочность фарфоров в однородном поле при толщине образца 1,5 мм составляет 30 - 40 кВ/мм и уменьшается при увеличении толщины. Электрическая прочность стекла при тех же условиях — 45 кВ/мм.

Механическая прочность фарфора и стекла зависит от вида нагрузки. Например, прочность фарфоровых образцов диаметром 2 -3 см составляет: при сжатии 450 МПа, при изгибе — 70 МПа, а при растяжении — 30 МПа.

Поэтому наиболее высокой механической прочностью обладают изоляторы, в которых фарфор работает на сжатие.

Стекло по механической прочности не уступает фарфору и тоже лучше всего работает на сжатие. Стекланные изоляторы в процессе изготовления подвергаются закалке: нагреваются до температуры 700 С и затем обдуваются холодным воздухом. Во время закалки наружные слои стекла твердеют значительно раньше внутренних, поэтому при последующей усадке внутренних слоев в толще стекла образуются растягивающие усилия. Такая предварительно напряженная конструкция имеет высокую прочность на сжатие.

Изоляторы из закаленного стекла имеют ряд преимуществ перед фарфоровыми: их технологический процесс изготовления полностью автоматизирован, прозрачность стекла позволяет легко обнаружить при внешнем осмотре мелкие трещины и другие внешние дефекты, повреждение стекла приводит к разрушению диэлектрической части изолятора, которое легко обнаружить при осмотре линии электропередачи эксплуатационным персоналом.

Полимерные изоляторы наружной установки изготавливаются из эпоксидных компаундов на основе циклоолифатических смол, из кремнийорганической резины, из полиэфирных смол с минеральным наполнителем и добавкой второпласта. Такие изоляторы имеют высокую электрическую прочность и достаточную трекингостойкость. Высокая механическая прочность полимерных изоляторов достигается посредством армирования их стеклопластиком. Применение полимерных изоляторов на линии электропередачи позволяет существенно уменьшить массу подвесных изоляторов, что позволяет в значительной степени повысить надёжность сетевых конструкций.

По назначению изоляторы подразделяются на опорные, подвесные и проходные, а по способу установки - на изоляторы наружной и внутренней

установки. Опорные изоляторы, в свою очередь, делятся на стержневые и штыревые, а подвесные — на изоляторы тарельчатого типа и стержневые.

Все изоляторы по *способу установки* можно условно объединить в три группы: *станционные, линейные и аппаратные*.

Станционные изоляторы применяют для крепления и изоляции шин в распределительных устройствах электрических станций и подстанций. Они в свою очередь подразделяются на **опорные** и **проходные**. Проходные изоляторы устанавливают при проходе шин через стены и перекрытия внутри помещений, а также при выводе их из зданий.

Опорные изоляторы (рис. .1) применяют в закрытых и открытых распределительных устройствах для крепления на них токоведущих шин или контактных деталей. Изоляторы внутренней установки конструктивно представляют собой



фарфоровое (полимерное) тело, армированное крепежными металлическими деталями. Арматура одновременно является внутренним экраном, с помощью которого снижается напряженность поля у края электрода, где она максимальна. Ребро на теле изолятора играет роль барьера, заставляя разряд развиваться под углом к силовым линиям поля, т.е. по пути с меньшей напряженностью. Внутренний экран и ребро существенно увеличивают разрядное напряжение изолятора.

Опорные изоляторы наружной установки отличаются большим количеством ребер, чем изоляторы внутренней установки. Ребра служат для *увеличения длины пути утечки* с целью повышения разрядных напряжений изоляторов под дождем и в условиях увлажненных загрязнений. Для изготовления ребристой оболочки изолятора используется силиконовая композиция, обладающая высокой трекингэрозионной стойкостью, превосходной гидрофобностью, высокой стойкостью к факторам окружающей среды, хорошими технологическими свойствами.

Изоляторы на напряжение 35 - 110 кВ состоят из сплошного фарфорового стержня, армированного чугунными фланцами. Обозначение, например, ОНС-35-2000 расшифровывается следующим образом: опорный, наружной установки, стержневой на 35 кВ, с минимальной разрушающей силой 2000 даН.

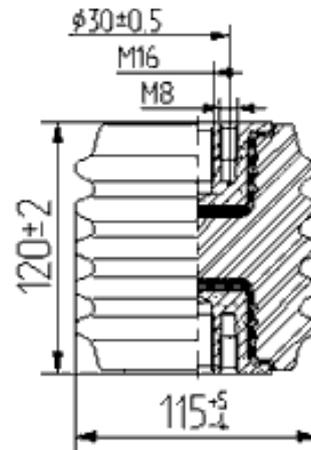


Рис.1. Изолятор фарфоровый опорный ИОР 10 7,5 III УХЛ, Т2

Изоляторы керамические опорные на напряжение свыше 1000 В для работы в помещении

Изоляторы предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах и распределительных устройствах.



Условное обозначение изоляторов типа ИОР:

И-изолятор;

О - опорный;

Р - ребристый;

10, (20) - Номинальное напряжение, кВ;

7,5; (20) - минимальная разрушающая сила на изгиб, кН;

0; (1) - вариант исполнения;

УХЛ, Т - климатическое исполнение; (для умеренно-холодного, тропического)

2 - категория размещения.

Условное обозначение изоляторов типа И:

И - изолятор;

4; (8) - минимальная разрушающая сила на изгиб, кН;

60; (125) - испытательное напряжение грозового импульса, кВ;

УХЛ, Т - климатическое исполнение; (для умеренно-холодного, тропического)

2; (3) - категория размещения.

Изоляторы соответствуют ГОСТ 9984.

Основные технические характеристики изоляторов указаны в табл. 1.

Изоляторы состоят из изоляционной части, армированной металлической арматурой.

Изоляционная часть изготавливается из материала керамического электротехнического по ГОСТ 20419 подгр.110.

Арматура изоляторов изготавливается из алюминиевого сплава АК7ч ГОСТ 1583.

Таблица 1. Основные технические характеристики изоляторов

Тип изолятора	Номинальное напряжение, кВ	Испытательное напряжение грозового импульса, кВ	Минимальная разрушающая сила на изгиб, кН	Масса, кг, не более
ИОР-10-7,5 I УХЛ, Т2	10	80	7,5	2,8
ИОР-10-7,5 М УХЛ, Т2				2,7
И4-60 I УХЛ, Т2	6	60	4,0	1,0
И8-125 УХЛЗ	20	125	8,0	5,2
ИОР-10-20 УХЛ, Т2	10	80	20,0	5,5
ИОР-20-7,5 УТЗ	20	125	7,5	6,9

Проходные изоляторы (рис. 2) применяются для изоляции токоведущих частей при прохождении их через стены, потолки и другие элементы конструкций распределительных устройств и аппаратов. Проходной изолятор состоит из полого фарфорового элемента, внутри которого проходит

токоведущий стержень (шина), и фланца, служащего для механического крепления изолятора к конструкции, через которую осуществляется ввод напряжения.

Обозначение проходного изолятора содержит значение номинального тока, например ПНШ-35/3000-20 означает: проходной, наружной установки, шинный на напряжение 35 кВ и номинальный ток 3 кА с механической прочностью 20 кН.

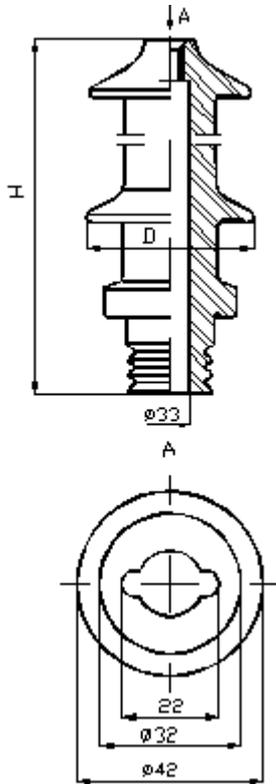


Рис.2. Изолятор проходной тип NF

Изоляторы керамические проходные на напряжение свыше 1000 В

Изоляторы предназначены для проведения и изоляции токоведущих частей закрытых распределительных устройств электрических станций и подстанций, комплектных распределительных устройств, соединения с открытыми распределительными устройствами или линиями электропередачи на переменное напряжение свыше 1000 В частоты до 100 Гц, а также для закрытых токопроводов.

Условное обозначение типа изоляторов:

И - изолятор;

П - проходной;

У - усиленное исполнение внешней изоляции;

400, (630, 1000, 1600, 2000, 3150) -номинальный ток, А;



7,5; (12,5) - минимальная разрушающая сила на изгиб, кН;
УХЛ - климатическое исполнение; (для умеренно-холодного)
1, (2) - категория размещения.

Изоляторы соответствуют ГОСТ 20454 и ГОСТ 22229.

Основные технические характеристики изоляторов указаны в табл. 2.

Изоляционная часть изготавливается из материала керамического электротехнического по ГОСТ 20419 под гр. 110. Арматура изоляторов изготавливается из алюминиевых сплавов ГОСТ 1583. Токоведущие части изоляторов изготавливаются из алюминия и алюминиевых сплавов ГОСТ 15176.

Таблица 2. Основные технические характеристики изоляторов

Тип изолятора	Ном. напряжение, кВ / Имп.напряжение, кВ	Ном. ток, А	Мин. разрушающая сила на изгиб, кН	Длина пути утечки внешней изоляции, см, не менее	Размеры, мм					Масса, кг, не более			
					L	L1	B	S	S1				
ИПУ-10/630-7,5 УХЛ1	10/80	630	7.5	30	-	-	-	-	-	10			
ИПУ-10/1000-7,5 УХЛ1		1000			-	-	-	-	-				
ИПУ-10/1600-12,5 УХЛ1		1600	12.5		665	370	80	-	-	17			
ИПУ-10/2000-12,5 УХЛ1		2000			685	380	100			-	-	18	
ИПУ-10/3150-12,5 УХЛ1		3150			705							20	
ИП-35/400-7,5 УХЛ1	35/195	400	7.5	70	1056	507	40	4	-	37			
ИП-35/630-7,5 УХЛ1		630					50	6		-	36		
ИП-35/1000-7,5 УХЛ1		1000			-	-	60	8	-	-	43		
ИП-35/1600-7.5 УХЛ1		1600					50	6			8	8	31
ИП-35/1000-7,5 УХЛ2		1000											
ИП-35/1600-7,5 УХЛ2		1600			60	8	10	32					
ИП-10/1000-7,5 УХЛ2		10/80			1000	-	-	-	-	-	-	8	
ИП-10/1600-7,5 УХЛ2	1600		9										

Изоляторы керамические проходные неармированные серии ИК, ИМ

Изоляторы предназначены для комплектации концевых и мачтовых кабельных муфт на напряжение до 35 кВ включительно.

Условное обозначение типа изоляторов:

И - изолятор;



К - для концевых муфт;
М - для мачтовых муфт;
1, (10, 20, 35) - номинальное напряжение, кВ;
I - IV - промышленный вариант исполнения;
УХЛ, Т - климатическое исполнение; (для умеренно-холодного, тропического)
I - категория размещения.

Изоляторы соответствуют ГОСТ 5862.

Технические характеристики к изоляторовданы в табл.3.

Изоляторы изготавливаются из материала керамического электротехнического ГОСТ 20419 подгр. 110.

Таблица 3. Технические характеристики изоляторов.

Тип изолятора	Номинальное напряжение, кВ	Стойкость к термоударам, °С, не менее	Длина пути утечки между точками А и Б, см, не менее	Масса, кг, не более
ИК-10-IV УХЛ, Т1	10	80	30	2,38
ИК-20-I УХЛ, Т1	20		40	5,70
ИК-35-II УХЛ, Т1	35		70	13,30
ИК-35-III УХЛ, Т1				10,60
ИМ-1-I УХЛ, Т1	1		-	0,17
ИМ-10-III УХЛ, Т1	10		30	60

Изоляторы керамические опорно-стержневые на напряжение свыше 1000 В для работы на открытом воздухе.

Изоляторы предназначены для изоляции и крепления токоведущих частей в электрических аппаратах, комплектных распределительных устройствах, токопроводах, распределительных устройствах электрических станций и подстанций переменного напряжения свыше 1000 В частоты до 100 Гц.



Условное обозначение изоляторов типа ИОС:

И - изолятор;

О - опорный;

С - стержневой;

35, (110) - номинальное напряжение, кВ;

400, (500, 1000, 2000) - минимальная механическая разрушающая сила на изгиб, даН (кгс);

01, (03) - конструктивное исполнение.

Условное обозначение изоляторов типа С:

С - стержневой;

4 - минимальная механическая разрушающая сила на изгиб, кН;

80, (195) - испытательное напряжение грозových импульсов (полный импульс), кВ;

М - модернизированный;

I, (II) - класс по длине пути утечки;

УХЛ, Т - климатическое исполнение; (для умеренно-холодного, тропического)

I - категория размещения.

Изоляторы соответствуют ГОСТ 25073 и ГОСТ 9984. Технические характеристики изоляторов даны в табл. 4. Изоляционная часть изготавливается из материала керамического электротехнического ГОСТ 20419: для изоляторов типа С4 -подгруппа 120, для изоляторов типа ИОС - подгруппа 110. Арматура изоляторов С4 должна изготавливаться из алюминия марки АК-12 ГОСТ 1583, изоляторов ИОС - из чугуна марки СЧ-15 ГОСТ 1412 и должна иметь влагостойкое покрытие.

Таблица 4. Технические характеристики изоляторов.

Тип изолятора	Номинальное напряжение, кВ	Мин. механич. разрушающая сила на изгиб, кН	Мин. разрушающий момент при кручении, кН*м	Испытательное напряжение грозového импульса, кВ	Испытательное напряжение при плавном подъеме, кВ, не менее		Длина пути утечки, см, не менее	Масса кг, не более
					В сухом состоянии	Под дождем		

С4-80 II УХЛ, Г	10	4	0,245	80	47	34	30	2,5				
ИОС-10-2000М УХЛ, Т1		20	-				20	22,0				
ИОС-20-2000 УХЛ, Т1	20				125	75	55	40	23,0			
С4-195-I УХЛ, Т1	35	4	1,2	195	110	85	70	9,8				
С4-195-II УХЛ, Т1							105	12,5				
ИОС-35-500-01 УХЛ, Т1		5	2,0				70	16,0				
ИОС-35-500-03 УХЛ, Т1							105	34,5				
ИОС-35-1000 УХЛ, I		10					90	42,0				
ИОС-35-2000 УХЛ, Т1		20	-				70	45,0				
ИОС-110-400 УХЛ, Т1		110	4					480	295	215	190	61,0
ИОС-110-600 УХЛ, Т1			6				5,0				223	67,0

Аппаратные изоляторы, служат для крепления токоведущих частей аппаратов, могут иметь также форму опорных или проходных. Последние применяют для вывода токоведущих частей из аппаратов, снабженных закрытыми кожухами, — из масляных выключателей, силовых трансформаторов и др. В некоторых аппаратах изоляторы имеют специальную форму стержней, тяг, рычагов и т. п.

Линейные изоляторы, служат для крепления проводов воздушных линий электропередачи и шин открытых распределительных устройств, подразделяются на штыревые и подвесные.

Штыревые линейные изоляторы (рис. 3) на напряжение 6 - 10 кВ состоят из фарфоровой или стеклянной изолирующей детали, в которую ввертывается металлический крюк или штырь. Крюк служит для закрепления изолятора на опоре. Провод укладывается в бороздки на верхней или боковой поверхности изолятора и крепится посредством проволочной вязки или специальных зажимов. На напряжение 35 кВ изоляторы выполняются из двух склеенных между собой изолирующих деталей, что увеличивает их электрическую и механическую прочность. Обозначение изоляторов,

например, ШФ 6, обозначает: штыревой, фарфоровый на напряжение 6 кВ. Буква С в обозначении (ШС) указывает на то, что изолятор стеклянный.



Рис.3. Изолятор линейный штыревой фарфоровый ШФ10Г

Подвесные изоляторы разделяют на тарельчатые и стержневые.

Подвесные изоляторы тарельчатого типа(рис.4) широко применяются на воздушных линиях электропередачи 35 кВ и выше. Они состоят из изолирующей детали (стеклянной или фарфоровой), на которую при помощи цемента укрепляется металлическая арматура шапка и стержень.

Требуемый уровень выдерживаемых напряжений достигается соединением необходимого числа изоляторов в гирлянду. Число изоляторов в гирлянде для установок распространенного типа: 35 кВ -3 шт., 110 кВ - 6-7 шт., 220 кВ - 12-14 шт и т.д. В электроустановках напряжением 110 кВ вместо гирлянды из изоляторов можно применить один подвесной стержневой изолятор типа СП-110, который легче и дешевле гирлянд подвесных изоляторов. Однако их недостатком является большая трудность в обеспечении необходимых механических характеристик при их изготовлении.



Рис. 4. Изолятор линейный подвесной

Верхняя часть тарелки подвесного тарельчатого изолятора имеет гладкую поверхность, наклонённую под углом $5 - 10^\circ$ к горизонтали, что обеспечивает стекание воды во время дождя. Нижняя поверхность тарелки для увеличения длины пути утечки выполняется ребристой.

Наиболее частой причиной выхода изоляторов из строя является пробой фарфора (стекла) между шапкой и стержнем, однако механическая прочность изолятора при этом не нарушается и падения провода на землю не происходит. Это является существенным достоинством тарельчатых изоляторов. Обозначение, ПС-16Б: П - подвесной, С - стеклянный, гарантированная механическая прочность 160 кН, индекс "Б" означает вид конструктивного исполнения изолятора. *Электромеханическая прочность изолятора* - это величина разрушающей механической силы при приложении к изолятору напряжения, равного 75 - 80% разрядного напряжения в сухом состоянии.

Подвесные стержневые изоляторы представляют собой стержень из изолирующего материала с выступающими на нем ребрами, армированный с обоих концов металлическими шапками. Как правило, эти изоляторы выполняются из электротехнического фарфора. Основным недостатком стержневых изоляторов является их невысокая механическая прочность и возможность полного разрушения с падением провода на землю. В последнее время начат выпуск стержневых полимерных изоляторов (рис. 2.5). Изолятор ЛК 70/35-АIV предназначен для использования в натяжных и

поддерживающих подвесках линий электропередачи с наибольшим рабочим напряжением 35 кВ.

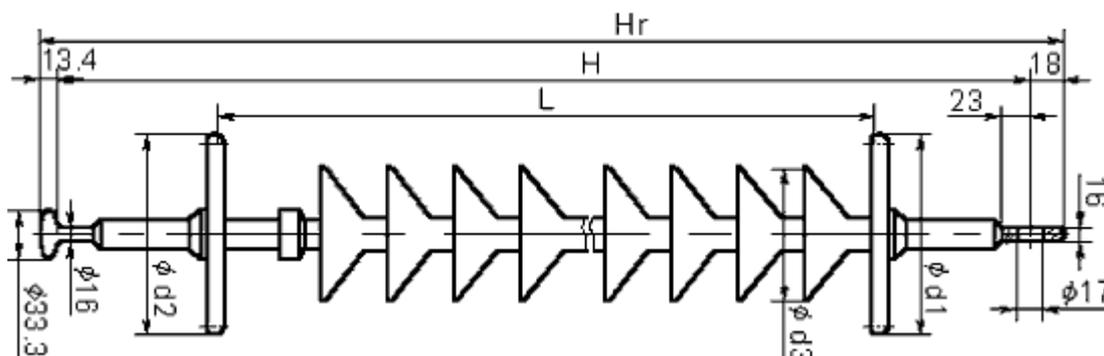


Рис. 5. Линейный подвесной полимерный изолятор ЛК 70/35-АIV

Для крепления изолятора на опоре (стальная конструкция, стена и т. п.), а также для крепления к изолятору шин или токоведущих частей аппаратов изолятор имеет металлическую арматуру, т. е. металлические части, закрепленные на фарфоре. У стационарных изоляторов арматуру закрепляют на фарфоре при помощи: различного рода цементирующих замазок. У аппаратных изоляторов применяют также механическое крепление арматуры на фарфоре. Фарфоровый корпус изоляторов с внешней поверхности покрывается глазурью в целях улучшения электрических и механических качеств изолятора.

В зависимости от рода установки различают стационарные изоляторы для *внутренних* и *наружных* установок. Последние имеют конструктивные формы, обеспечивающие надежную работу их под дождем и в загрязненном пылью состоянии. В установках, подверженных усиленному загрязнению или действию вредных для изоляции газов и испарений, иногда применяют изоляторы специальных конструкций.

В конструкции изоляторов используются проверенные временем и новые решения:

- Силиконовая цельнолитая защитная оболочка.

- Равномерная опрессовка стержня матрицами цилиндрического профиля.

- Высокая надежность границ раздела.
- Стальные оконцеватели, оцинкованные горячим способом.

Силикон используемый в качестве защитной оболочки изолятора, в эксплуатации показал себя как высоко надежный полимерный материал, электрическую прочность изолятора и защиту стекло пластикового стержня от факторов окружающей среды рис. 2.6. Превосходная гидрофобность силикона позволяет применять изоляторы даже в сильно загрязненных районах. Высокая стойкость к ультрафиолетовому излучению, влаге, жаре, холоду обуславливает применение силиконовых изоляторов во всех климатических зонах.



Рис. 6. Поверхность изолятора

Благодаря диффузии молекул с низким молекулярным весом на слой загрязнений, даже загрязненные изоляторы остаются гидрофобными. Опыт эксплуатации показал, что гидрофобность поверхности силиконовых изоляторов остается на высоком уровне на протяжении всего срока службы. В большинстве случаев это свойство позволяет не проводить вообще или существенно снизить количество обмывов изоляторов, что заметно снижает эксплуатационные расходы.

Кроме того, на рисунках, представленных ниже, показаны ещё некоторые различные типы изоляторов.



Специальные типы изоляторов, оболочки ОПН 10 - 35 кВ



Изоляторы для контактных сетей железнодорожного транспорта



Опорные изоляторы 10 - 35 кВ



Линейные изоляторы 10 - 135 кВ

Высокое внимание в конструкции изоляторов уделяется качеству границ раздела между материалами. Нанесение защитной оболочки на предварительно покрытый специальным праймером стеклопластиковый стержень

и вулканизация непосредственно на стержне обеспечивают высокую прочность границы раздела "защитная оболочка/стержень". Прочность адгезии превышает прочность защитного покрытия, благодаря чему исключается возможность отслоения защитной оболочки от стержня при механических стрессах.

Благодаря применяемой технологии нанесения цельного ребристого покрытия границы раздела между ребрами отсутствуют, что существенно повышает надежность изолятора.

Герметичность границы раздела "защитная оболочка/оконцеватель" обеспечивается нанесением части защитного покрытия поверх оконцевателя, либо применением обжатия в оконцевателе части защитного покрытия обработанного силиконовым герметиком.

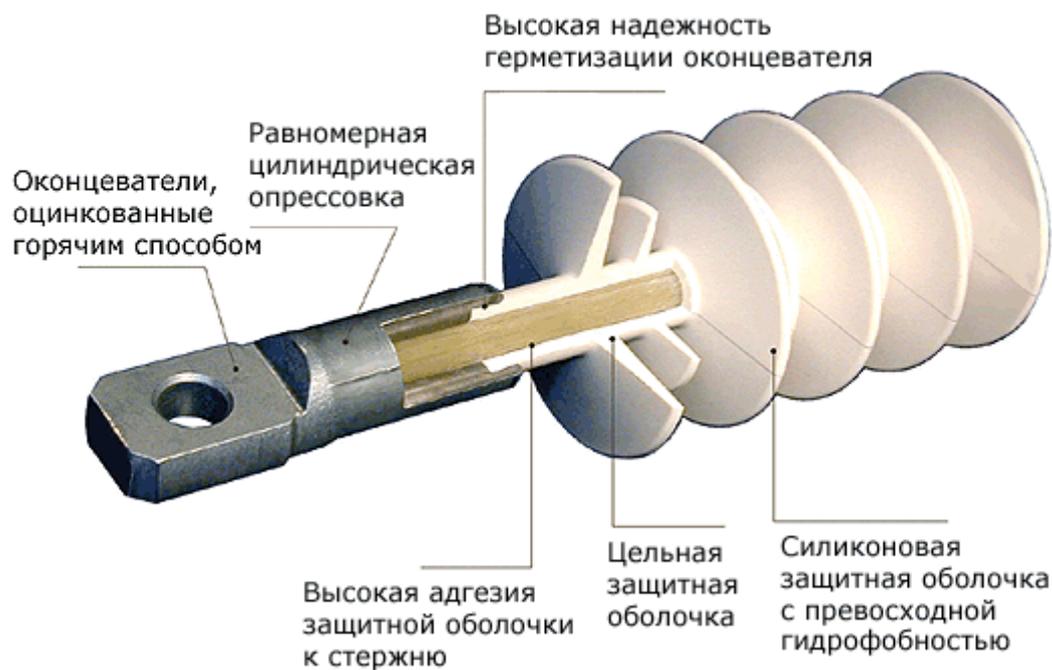
Высокая надежность границ раздела позволяет, при необходимости, проводить обмыв изоляторов струей воды под высоким давлением без риска вызвать разгерметизацию конструкции.

Для изготовления ребристой оболочки изолятора используется силиконовая композиция, обладающая высокой трекинг-эрозионной стойкостью, превосходной гидрофобностью, высокой стойкостью к воздействию факторам окружающей среды, хорошими технологическими свойствами.

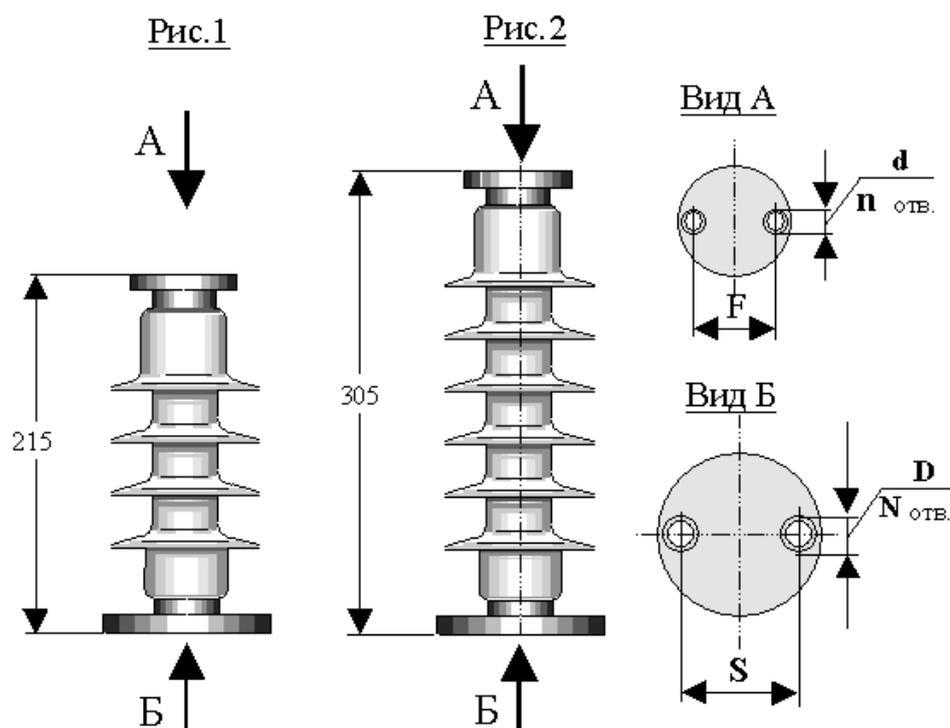


В конструкции изоляторов используются проверенные временем и новые решения:

- Силиконовая цельнолитая защитная оболочка
- Равномерная опрессовка стержня матрицами цилиндрического профиля
- Высокая надежность границ раздела
- Стальные оконцеватели, оцинкованные горячим способом



Опорный стержневой полимерный изолятор
на напряжение 10 кВ



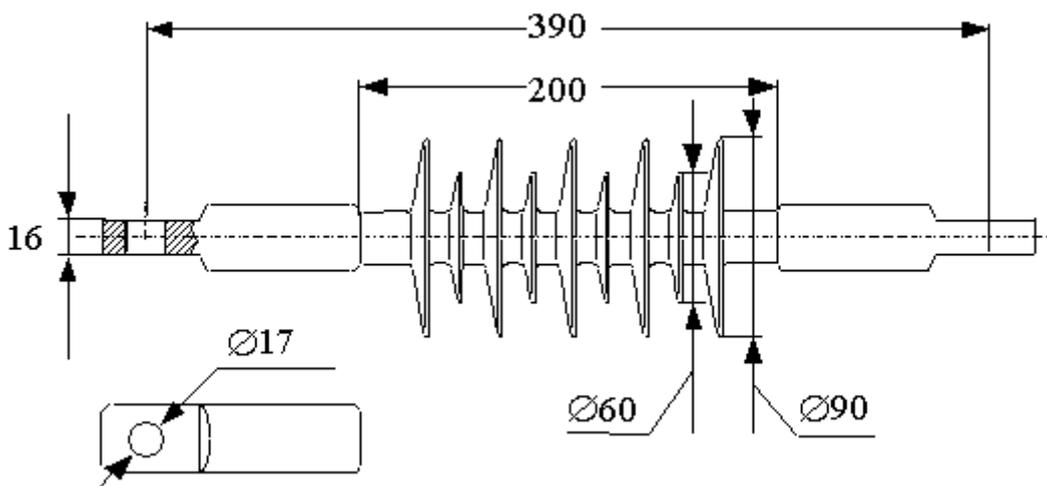
ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Наибольшее рабочее напряжение	12 кВ
Испытательное напряжение полного грозового импульса	75 кВ

Выдерживаемое напряжение 50 Гц в сухом состоянии	42 кВ
Выдерживаемое напряжение 50 Гц под дождем	28 кВ
Минимальная разрушающая нагрузка на изгиб	4 кН
Минимальная разрушающая нагрузка на кручение	250 Нм

Тип	Рис.	n	N	F, мм	S, мм	d, мм	D, мм	Длина пути утечки, мм	Вес, кг
ИОСК УХЛ1 4/10 II-1	1	2	2	36	70	M8	M10	300	1.6
ИОСК УХЛ1 4/10 II-2	1	4	4	76	76	M12	M12	300	1.8
ИОСК УХЛ1 4/10 IV-1	2	2	2	36	70	M8	M10	500	1.8
ИОСК УХЛ1 4/10 IV-2	2	4	4	76	76	M12	M12	500	1.9

Линейный подвесной стержневой изолятор ЛК 70/10-IV



Изолятор предназначен для использования в натяжных и поддерживающих подвесках линий электропередачи с наибольшим рабочим напряжением 12 кВ. По электрическим характеристикам изолятор соответствует нормам, предъявляемым к 20 кВ изоляторам.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ

Климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150	УХЛ 1
Номинальное рабочее напряжение	10 кВ
Испытательное напряжение полного грозового импульса	125 кВ
Выдерживаемое напряжение пром. частоты в сухом состоянии	75 кВ
Выдерживаемое напряжение 50 Гц под дождем	60 кВ
Длина пути утечки не менее	620 мм
Минимальная разрушающая нагрузка на растяжение	70 кН
Максимальная допустимая механическая нагрузка на растяжение	26 кН
Нормальная механическая нагрузка на растяжение	14 кН
Масса	1,42 кг

ТЕСТЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Какие параметры влияют на разрядные напряжения воздушных промежутков?

Возможные ответы:

- 1) напряжённость электрического поля,
- 2) давление и температура;
- 3) температура и абсолютная влажность;
- 4) давление, температура и абсолютная влажность.

2. Какие требования предъявляются к диэлектрикам?

Возможные ответы:

- 1) низкая стоимость;
- 2) механическая и электрическая прочность;
- 3) негигроскопичность и трекинговая стойкость;
- 4) 1) и 2);
- 5) 2) и 3);
- 6) 1) и 3)

3. От чего может быть нарушена электрическая прочность изолятора?

Возможные ответы:

- 1) пробой изолятора высоким напряжением;
- 2) развитие разряда вдоль поверхности изолятора;
- 3) загрязнением изолятора;
- 4) 1) и 2);
- 5) 2) и 3);
- 6) 1), 2) и 3).

4. Толщина стенки фарфорового диэлектрика 1,5 мм. С увеличением толщины стенки его электрическая прочность в однородном электрическом поле:

Возможные ответы:

1) увеличивается; 2) уменьшается; 3) не изменяется.

5. От чего зависит механическая прочность фарфоровых и стеклянных изоляторов?

Возможные ответы:

1) от вида нагрузки; 2) от срока эксплуатации; 3) от типа изолятора.

6. Изоляторы из фарфора обладают улучшенной механической прочностью:

Возможные ответы:

1) при сжатии; 2) при изгибе; 3) при растяжении.

7. Чем достигается механическая прочность полимерных изоляторов?

Возможные ответы:

1) армирование стеклопластиком;
2) добавка второпласта.

8. Для чего служат рёбра у опорно-стержневых изоляторов?

Возможные ответы:

1) для увеличения пути утечки (повышение разрядного напряжения);
2) для уменьшения пути утечки (уменьшения разрядного напряжения).

9. Чему равно число изоляторов в гирлянде подвесных изоляторов в ЛЭП напряжением 110 кВ?

Возможные ответы:

1) 3 шт.; 2) 6-7 шт.; 3) 7-9 шт.; 4) 12-14 шт.

10. Назовите основной недостаток подвесных стержневых изоляторов.

Возможные ответы:

1) высокая стоимость;
2) низкая механическая прочность;
3) низкая электрическая прочность.

11. Расшифруйте марку изолятора: ПНШ-35/3000-2000.

Возможные ответы:

1) подвесной, наружный, шинный, на напряжение 35 кВ, номинальный ток 3 кА, год выпуска - 2000;
2) проходной, наружный, шинный, на напряжение 35 кВ, номинальный ток 3 кА, механическая прочность - 20 кН;
3) полимерный, наружный, штыревой, на напряжение 35 кВ, номинальный ток 3 кА, год выпуска - 2000.

5.2. Лабораторная работа 2. «Средства защиты от перенапряжений».

Цель работы: изучить назначение, устройство и принцип действия трубчатых и вентильных разрядников, ограничителей перенапряжения.

Программа работы:

1. Изучить процесс образования коммутационных и атмосферных перенапряжений.
2. Нарисовать эскизы защитного искрового промежутка, а также трубчатого и вентильного разрядников.
3. Изучить конструктивные особенности и принцип действия разрядников и ограничителей перенапряжения.
4. Осуществить тестовый самоконтроль.
5. Ответить на вопросы преподавателя при защите Л.Р.

Основные теоретические сведения

Виды перенапряжений

Перенапряжением называют всякое повышение напряжения, которое может быть опасным для электрооборудования электрической установки. К перенапряжениям относят, например, те повышения напряжения, которые приближаются по величине к испытательным напряжениям электрооборудования. При перенапряжениях может иметь место повышение напряжения как между фазами, так и фазы по отношению к земле.

К основным параметрам перенапряжения относятся: амплитуда U_{\max} , время достижения амплитудного значения T_{ϕ} , длительность импульса перенапряжения до его полуспада T_M . Кроме этих параметров существуют и другие, характерные для отдельных видов перенапряжений.

Перенапряжения в электрических сетях могут возникать в результате различных коммутационных процессов, ударов молнии и т.д. Перенапряжения, независимо от причины, их вызвавшей, классифицируются по форме волны перенапряжения, определяющей характер его воздействия на изоляцию и защитные устройства. ГОСТ также определяет допустимые значения перенапряжений каждого вида, которые определяют требования по

защитному уровню системы всей защиты от перенапряжений в целом и ОПН, в частности. Обычно перенапряжения принято делить на атмосферные и внутренние. Однако существует и более детальная классификация перенапряжений по видам, она используется для более конкретного определения способов защиты от перенапряжений. Так, например, для России классификация перенапряжений согласно ГОСТ 1516.3–96 делятся на:

- Внутренние
- Атмосферные
- Кратковременные
- Установившиеся
- Квазистационарные

Внутренние перенапряжения

Внутренние перенапряжения возникают при изменении режима работы установки, например при включении, отключении или внезапном изменении нагрузки, при отключении цепей с большей индуктивностью или емкостью, при отключении короткого замыкания, при замыкании на землю одной фазы сети через дугу и т. п.

Во всех перечисленных случаях перенапряжения возникают вследствие освобождения запасенной в установке энергии. Максимальная амплитуда напряжения, возникающая при внутренних перенапряжениях, может в несколько раз превысить рабочее напряжение установки. Отношение амплитуды перенапряжения к амплитуде рабочего напряжения установки называют кратностью перенапряжения. Многократные перенапряжения могут быть опасны как для линейной, так и для станционной и подстанционной изоляции.

Опасные перенапряжения могут возникать при схеме блок генератор - трансформатор в случае отключения его выключателем со

стороны высшего напряжения при полной нагрузке генератора, т. е. когда сильно возбужденный генератор начинает работать на ненагруженный трансформатор.

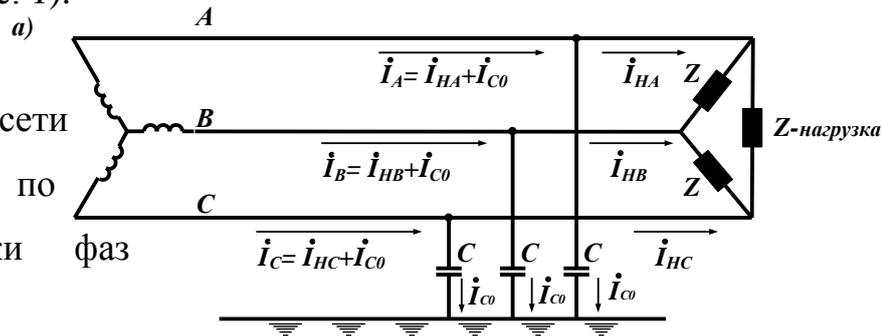
При отключении выключателем цепи с большой индуктивностью или емкостью опасные величины перенапряжений возникают вследствие быстрого возрастания сопротивления дугового промежутка в выключателе при приближении тока к нулю. Быстрое нарастание сопротивления дугового промежутка вблизи прохождения тока через нуль вызывает ускорение обрыва тока, который почти мгновенно уменьшается до нуля. При быстром уменьшении тока столь же быстро изменяется и магнитный поток, охватывающий провода установки. Из электротехники известно, что изменение магнитного потока вызывает наведение в проводах э. д. с. и тем большей, чем быстрее изменяются ток и магнитный поток. Благодаря этому в случае отключения цепи с большой индуктивностью на разомкнутых контактах выключателя и в связанной с ним сети возникает перенапряжение. Особенно значительные перенапряжения возникают при отключении токов холостого хода силовых трансформаторов (цепи с большой индуктивностью), а также при отключении линий электропередачи высокого напряжения (цепи с большой емкостью), работающих без нагрузки, но с одной стороны находящихся под напряжением. При отключении таких линий электропередачи кратность перенапряжений может достигнуть 3,5 - 4, а в некоторых случаях 4,5 - 5.

Перенапряжения при однофазных дуговых замыканиях на землю возникают в сетях, работающих с незаземленной нейтралью. Рассмотрим этот вопрос более подробно.

Каждая фаза сети переменного тока обладает относительно земли некоторой емкостью, равномерно распределенной по длине провода (провод фазы и земля рассматриваются как обкладки конденсатора, разделенные изолятором - воздухом). В целях упрощения дальнейших рассуждений эти равномерно распределенные емкости условно заменены емкостями,

сосредоточенными посередине линии в виде конденсаторов, включенных между фазами и землей (рис. 1).

В нормальном режиме работы (рис.1,а) в проводах сети проходят одинаковые по величине емкостные токи фаз



относительно земли I_{c0} . Сумма емкостных токов трех фаз равна нулю, и никакого тока в земле не проходит. Напряжения фаз относительно земли и U_c симметричны и численно равны, фазному напряжению установки.

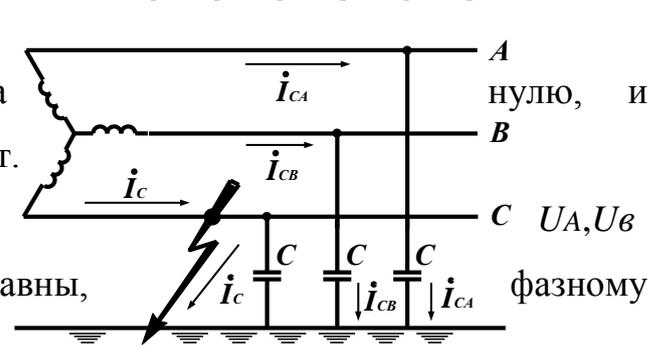


Рис. 1. Трехфазная система с незаземленной нейтралью, а - нормальный режим работы; б - случай однофазного замыкания на землю.

В случае повреждения изоляции и замыкания на землю одной из фаз (рис.1,б) величины емкостных токов в сети

изменяются вследствие изменения напряжений всех фаз относительно земли. Например, при полном (металлическом) замыкании на землю фазы A ее напряжение относительно земли U_A становится равным нулю, а напряжения относительно земли неповрежденных фаз B и C увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз и становятся равными междуфазному напряжению установки: $U_B = \sqrt{3}U_{CB}$ и $U_C = \sqrt{3}U_C$.

Емкостные токи в фазах B и C также увеличиваются в $\sqrt{3}$ раз, так как к емкостям этих фаз относительно земли (которые остаются неизменными) приложены уже не фазные, а междуфазные напряжения. В симметричной трехфазной системе $I_{CB} = \sqrt{3}I_{C0}$ и $I_{CC} = \sqrt{3}I_{C0}$ Емкостный ток на землю фазы A , обусловленный ее емкостью по отношению к земле, равен нулю, так как указанная емкость оказывается закороченной. Сумма этих емкостных токов трех фаз уже не равна нулю, в результате чего в земле и через место

повреждения протекает емкостный ток замыкания на землю I_c , который в $\sqrt{3}$ раз больше емкостного тока I_{CB} и I_{CC} неповрежденных фаз или в 3 раза больше емкостного тока фазы I_{C0} нормального режима работы

$$I_c = \sqrt{3}I_{CB} = \sqrt{3}I_{CC} = 3I_{C0}$$

Величина тока I_c зависит от напряжения, частоты, протяженности и конструктивной выполнения сети. При нормальной частоте 50 пер/сек ток I_c будет тем больше, чем выше напряжение и чем больше длина сети, т. е. ее емкость. В кабельных сетях при прочих равных условиях значение I_c значительно больше, чем в воздушных, достигая значений в несколько десятков и даже сотен ампер.

Указанное повышение напряжения неповрежденных фаз относительно земли в $\sqrt{3}$ раз для изоляции земли сети с незаземленной нейтралью неопасно, так как изоляцию фаз относительно земли в таких сетях выполняют с учетом подобного повышения напряжения. Однако чрезмерно длительная работа сети в замкнутой на землю фазой недопустима, так как в случае повреждения изоляции относительно земли какой-либо другой фазы может возникнуть двухфазное короткое замыкание через землю, сопровождающееся протеканием большого тока короткого замыкания и нарушающее довольно часто нормальную работу потребителей большого участка сети. Поэтому в системах с незаземленными нейтралями обязательно предусматривают, специальные устройства, контролирующие состояние изоляции относительно земли, а в некоторых случаях даже отключающие при помощи релейных устройств поврежденную часть установки.

Следует отметить, что при замыкании на землю только одной фазы в системе с незаземленной нейтралью работа приемников электроэнергии не нарушается, так как напряжения между фазами остаются неизменными как по величине, так и по фазе. С замкнутой на землю фазой допускается временная работа (согласно ПУЭ до 2 ч) до тех пор, пока не представится возможность произвести необходимые переключения для отделения поврежденного участка.

Более опасно однофазное замыкание на землю через электрическую дугу, так как последняя может повредить электрооборудование и вызвать двух- или трехфазное короткое замыкание (последнее часто наблюдается при однофазных замыканиях на землю одной из жил трехжильного кабеля). Особенно опасно возникновение дуги внутри машин и аппаратов при однофазных замыканиях на заземленные корпуса.

В месте замыкания на землю может возникнуть так называемая перемежающаяся дуга, т. е. дуга, которая периодически гаснет и зажигается вновь.

В сети, обладающей индуктивностью и емкостью между фазами и по отношению к земле, всякое зажигание или погасание электрической дуги между фазой и землей вызывает изменение напряжений фаз по отношению к земле и изменение емкостных токов: при зажигании дуги емкостные токи в неповрежденных фазах увеличиваются, а при погасании дуги уменьшаются. Такое изменение токов приводит к наведению в фазах сети добавочных э. д. с., в результате чего напряжение фаз по отношению к земле становится выше нормального и в некоторых случаях может достигнуть $(2,5-3)U_{\phi}$.

Эти перенапряжения распространяются на всю электрически связанную сеть, в результате чего возможны пробой изоляции и образование коротких замыканий в частях установки с ослабленной изоляцией. Наиболее вероятно возникновение перемежающихся дуг при емкостном токе замыкания на землю более 5—10 А, причем опасность дуговых перенапряжений возрастает с увеличением напряжения сети. Наиболее опасны дуговые перенапряжения в установках напряжением 35 кВ и выше.

В России с незаземленными нейтральными работают установки с номинальным напряжением до 1000 В (кроме установок 220/127 и 380/220 В, работающих с глухозаземленными нейтральными), установки 6—10 кВ при I_c не более 30 А и соответственно 20 А (при большем токе I_c возрастает вероятность перехода однофазных замыканий на землю в кабели в междуфазные короткие замыкания, а также опасность значительных повреждений в

машинах и аппаратах при внутренних однофазных замыканиях на заземленные корпуса) и установки 35 кВ при I_c не более 10 А (при большем токе I_c возможно возникновение перемежающихся дуг и опасных перенапряжений). При больших значениях тока нейтраль установки заземляют через дугогасящую катушку.

Коммутационные перенапряжения. Электрические сети высокого напряжения обладают колебательными свойствами, вызванными наличием элементов с сосредоточенными и распределенными реактивными сопротивлениями емкостного и индуктивного характера. В нормальных эксплуатационных режимах передачи электрической мощности эти колебательные свойства не проявляются. Каждая плановая или аварийная коммутация вызывает переходный процесс, часто сопровождающийся возникновением перенапряжений, которые могут привести к пробое изоляции.

Среди таких коммутаций в первую очередь необходимо выделить такие, как отключение ненагруженных линий с повторными зажиганиями в выключателе, отключение линий при асинхронном ходе генераторов, автоматическое повторное включение, отключение слабых индуктивных токов, коммутация заторможенных асинхронных двигателей, и ряд других случаев.

В отличие от грозовых, коммутационные перенапряжения существенно зависят от характеристик оборудования, главным образом от выключателей и схем сети, и характеризуются относительно невысокими амплитудами в пределах 2.5...3.5 фазного напряжения сети, частотой колебаний от сотен герц, до десятков килогерц при времени воздействия на оборудование до 2...3 мс.

Перенапряжения при отключениях электродвигателей, трансформаторов или реакторов имеют одинаковую природу, вызванную обрывом (срезом) тока в выключателе, и связаны со свободными колебаниями, возникающими в процессе обмена энергией между индуктивностью нагрузки L и емкостью питающего кабеля C .

Ориентировочную оценку максимальной ожидаемой амплитуды перенапряжений U_m при коммутациях в описанных выше случаях можно получить из следующего выражения:

$$U_m = U_{cp} + I_{cp} * (L/C)^{0.5} ;$$

где I_{cp} - ток среза, U_{cp} - мгновенное значение фазного рабочего напряжения в момент среза тока. Величина тока среза главным образом определяется технологией изготовления и применяемым типом материала токопроводящих контактов, средой дугогашения и динамическими свойствами выключателя и является специфической величиной для каждого типа аппарата.

Дуговые перенапряжения. В сетях с изолированной нейтралью, кроме перенапряжений, связанных с отключением и включением цепей, наблюдается развитие перенапряжений при однофазных замыканиях на землю и неустойчивом горении дуги. В этих условиях возможно возникновение массовых случаев перекрытий изоляции на здоровых фазах.

Несмотря на многолетний опыт эксплуатации сетей с изолированной нейтралью, теория возникновения и развития перенапряжений при дуговых замыканиях на землю до настоящего времени не разработана достаточно полно. Было установлено, что перенапряжения возникают при неустойчивом горении заземляющей дуги и сопровождаются смещением нейтрали системы, что может быть вызвано остаточными зарядами емкостей линии при гашениях дуги.

Были выдвинуты две предельные гипотезы развития перенапряжений. Согласно первой (Петерсена), дуга успевает погаснуть при первом проходе через ноль полного тока с учетом высокочастотных колебаний, возникающих при зажигании дуги, аналогично тому, как это имеет место в выключателях при отключении емкостной нагрузки.

По второй гипотезе (Петерса и Слепяна), дуговой промежуток не успевает сколько-нибудь существенно восстановить свою электрическую прочность при быстром переходе через ноль высокочастотных колебаний.

Восстановление электрической прочности происходит после затухания высокочастотных колебаний при проходе через ноль сравнительно небольшого емкостного тока промышленной частоты.

Вероятность реализации того или иного механизма гашения дуги во многом определяется случайными деионизирующими факторами, воздействующими на дугу. Из опыта эксплуатации распределительных сетей известно, что гашение открытой дуги в воздухе обычно управляется током рабочей частоты, а дуга в масле может гаснуть и при прохождении через ноль высокочастотного тока.

В результате специальных исследований было установлено, что обычно дуга пытается погаснуть при каждом прохождении полного тока (с высокочастотной составляющей) через ноль. Однако при этом сравнительно быстро с частотой собственных колебаний сети, на дуговом промежутке восстанавливается напряжение, возникают повторный пробой и новое погасание, и так далее, пока восстанавливаемое напряжение собственной частоты не будет меньше некоторого предела ($0.4U_{\phi}$). После этого дуга гаснет, на дуговом промежутке сравнительно медленно восстанавливается более высокое напряжение промышленной частоты, снова возникает пробой - и процесс повторяется.

Максимальное значение перенапряжений определяется по формуле:

$$U_m = 1.5 * U_{\phi m} + 2.2 * U_{\phi m} * (1 - d) * (1 - k) = 3.1 * U_{\phi m};$$

В области практических значений d и k разница между результатами расчетов не очень велика. Амплитуда перенапряжений лишь в редких случаях превосходит уровень испытательных напряжений установок 10 кВ.

Однако дуговые перенапряжения опасны не столько своей амплитудой, сколько длительностью существования. В сетях с изолированной нейтралью наличие однофазных замыканий практически не сказывается на условиях передачи энергии потребителям, и поэтому поврежденный участок может быть отключен не сразу. Возникшая при этом дуга может существовать относительно

долго, приводя к тепловому пробое изоляции и двухфазному короткому замыканию.

Кроме того, дуговые перенапряжения распространяются по всей сети, что повышает вероятность перекрытия ослабленных участков изоляции, которое может произойти не только у места замыкания, но и в удаленных участках сети.

На процесс развития перенапряжений в сетях часто действуют дополнительные факторы, повышающие кратность перенапряжений. Замечено, что при неустойчивых дугах на неповрежденных фазах часто срабатывают трубчатые разрядники, имеющие пониженную кратность разрядного напряжения на промышленной частоте 50 Гц. При гашении дуги разрядником на неповрежденной фазе, когда поврежденная фаза заземлена, восстанавливающее напряжение изменяется от нуля до удвоенного линейного. Поэтому каждый раз при срабатывании трубчатых разрядников на изоляцию здоровых фаз воздействует опасное напряжение $3.46 U_{фл}$.

Следует также учитывать, что применение дугогасящих аппаратов практически не снижает предельно возможные величины перенапряжений, а только уменьшает вероятность их появления и, главное, длительность существования однофазных замыканий.

Резонансные перенапряжения. Электрические системы содержат в большом количестве элементы, способные накапливать электрическую или магнитную энергию - емкости и индуктивности. Комбинация этих элементов составляет целый ряд колебательных контуров. Поэтому в электрических системах имеются большие потенциальные возможности для развития резонансных явлений.

В нормальных режимах работы эти колебательные контуры зашунтированы нагрузкой, поэтому в них невозможны сколько-нибудь существенные колебания с опасными амплитудами. Однако в некоторых схемах переключений в системе, главным образом аварийных, часть

колебательных контуров отсоединяется от нагрузки, и в них становится возможным возникновение свободных колебаний.

Резонансные перенапряжения при насыщении магнитопроводов электрических машин и трансформаторов, обладающих нелинейной характеристикой намагничивания, называются феррорезонансными и являются одними из наиболее опасных для электрооборудования и сложным для анализа видом перенапряжений. Вероятность возникновения резонансных перенапряжений увеличивается с увеличением протяженности кабельных линий и емкости сети, искусственным поддержанием повышенного напряжения в сети с целью компенсации потерь, наличием слабонагруженных трансформаторов, использованием в магнитных системах трансформаторов материалов с улучшенными характеристиками, повышающие их индуктивность и шунтирующие емкость.

В зависимости от параметров резонансных контуров феррорезонансные перенапряжения могут возникать на основной частоте, высших гармониках и на субгармониках. Как показывают результаты многочисленных исследований и опыт эксплуатации промышленных сетей, наиболее опасные феррорезонансные напряжения возникают на промышленной частоте.

В сетях с изолированной нейтралью или дугогасящим реактором феррорезонанс может возникать в полнофазных режимах работы в сети при наличии индуктивности с насыщающимся сердечником, включенной параллельно фазной емкости сети на землю. Такой индуктивностью часто является обмотка трансформатора напряжения. Однако наиболее вероятной схемой для развития феррорезонанса являются неполнофазные режимы, вызванные обрывом фазного провода или перегоранием предохранителя, а также одновременным отключением (0.04с и более) всех, трех фаз коммутационным аппаратом.

Опасность феррорезонанса при неполнофазных режимах заключается как в высоких амплитудах перенапряжений, превышающих уровень изоляции отдельного оборудования (например, электродвигателей), так и в длительности

их воздействия, которое соответствует времени существования неполнофазного режима в сети.

Неполнофазный режим приводит к феррорезонансному преобразованию однофазного напряжения в трехфазное. Направление чередования фаз при этом может установиться как прямое, так и обратное. В первом случае феррорезонанс приводит к длительному повышению напряжения до $2.2 \dots 2.3 U_{\text{фн}}$. При обратном чередовании происходит опрокидывание фазы и повышение одного из фазных напряжений до $3.8 \dots 4.2 U_{\text{фн}}$. При этом возможны повреждения вентильных разрядников, нелинейных ограничителей перенапряжений и трансформаторов напряжения.

Феррорезонанс в промышленных сетях, как правило, возникает при замыкании фазы на землю у источника питания при работе трансформатора в конце линии с изолированной нейтралью, при отключении (обрыве) одной или двух фаз на первичной стороне трансформатора, при работе трансформатора на холостом ходу, при возникновении резонансного контура на промышленной частоте, образованного емкостью линии и индуктивностью трансформатора.

Режим заземления одной фазы у источника напряжения и обрыва фазы со стороны трансформатора обычно создается при повреждениях проводов. Режим с разомкнутыми одной или двумя фазами на первичной стороне трансформаторов возникает при срабатывании предохранителей, отказе одной или двух фаз выключателей и при неодновременности коммутации его полюсов.

При проектировании и эксплуатации сетей необходимо принимать все меры конструктивного и схемного характера по недопущению возникновения условий, благоприятных для возникновения феррорезонанса. Следует учитывать, что в соответствии с рекомендациями международной электротехнической комиссии (ТК37 МЭК: разрядники) квазистационарные перенапряжения феррорезонансной природы не должны влиять на выбор параметров защитных устройств.

Атмосферные перенапряжения. Источником возникновения атмосферных (грозовых) перенапряжений в электрических системах является грозовой разряд, возникающий при ударе молнии в электрическую установку (перенапряжения прямого удара) или вблизи нее в землю (индуктированные перенапряжения).

При прямом ударе молнии в линию электропередач в месте разряда происходит нейтрализация положительных зарядов, напряжение на пораженном проводе резко возрастает, и в обе стороны от места удара распространяются волны перенапряжений, как правило, отрицательной полярности тока молнии, достигающие электрических подстанций и воздействующие на изоляцию всех их элементов.

Молния представляет собой источник тока, который в простейшем случае имеет форму апериодического импульса и характеризуется амплитудой I_m , крутизной фронта $Si = di/dt$, длительностью фронта T_ϕ и длительностью импульса T_m . Для токов молнии характерны крутизна фронта до 100 кА/мкс, длительность фронта и самого импульса не более 10 мкс и 100 мкс соответственно. Максимальный ток молнии может достигать 200 кА.

Наиболее часты токи молнии до 50 кА. Токи молнии с амплитудами 50...100 кА наблюдаются редко, а токи свыше 100 кА очень редки и должны учитываться при проектировании только наиболее ответственных электрических установок.

Грозовой разряд оказывает на объекты электромагнитные, тепловые и механические воздействия. С ним связано электромагнитное поле канала молнии, которое индуктирует напряжение на проводах и проводящих конструкциях вблизи места удара. С точки зрения молниезащиты, наибольший интерес представляет анализ волн индуктированных перенапряжений и прямой удар молнии, воздействующих на изоляцию линии электропередачи и электрооборудования подстанций.

При прямом ударе молнии в линию ток растекается по пораженному проводу в обе стороны, и амплитуда перенапряжения определяется по формуле :

$$U_m = 0.5 * I_M * Z;$$

где Z - волновое сопротивление провода, которое определяется высотой подвеса относительно земли h и его радиусом r и в среднем может быть принято равным 300 Ом или рассчитано по формуле:

$$Z = 138 * \lg(2h/r);$$

На линии с металлическими опорами импульс перенапряжения с амплитудой U_m воздействует на изоляцию провода на опоре. При токах 5... 10 кА, т.е. в подавляющем большинстве грозовых разрядов в линию, создаются перенапряжения (750...1500 кВ), достаточные для перекрытия гирлянды изоляторов.

На линиях с деревянными опорами перекрытие чаще всего происходит между проводами по пути «гирлянда - траверса - гирлянда». Импульс на пораженном проводе индуцирует напряжение на соседнем проводе в соответствии с коэффициентом электромагнитной связи k :

$$U_m = 0.5 * I_M * Z * (1-k);$$

После перекрытия изоляции пораженного провода в путь тока вместо волнового сопротивления провода $Z/2$ включается значительно меньшее импульсное сопротивление заземления опоры R_{II} . Если разряд молнии произошел в провод на небольшом расстоянии от опоры, через заземлитель проходит практически полный ток молнии I_m , и опора приобретает потенциал, приблизительно равный $I_m R_{II}$.

На соседнем проводе наводится, потенциал $k * I_m * R_{II}$. Отсюда следует, что вероятность перекрытия в этом случае тем меньше, чем ниже сопротивление R_{II} . Исходя из требований грозоупорности электрических установок, импульсное сопротивление заземления опор не должно превосходить значения 10 Ом.

Наибольшие перенапряжения на линиях возникают при прямом ударе молнии. Тем не менее, определенную роль играют и удары молнии вблизи линии. Такие удары приводят к возникновению индуктированных перенапряжений на проводах линии.

Электрическая прочность изоляции зависит от формы воздействия напряжения. Не вдаваясь в подробности, необходимо отметить, что пробивное напряжение изоляции тем выше, чем короче время воздействия напряжения. Распространяющийся по линии импульс перенапряжения деформируется и затухает. Основной причиной деформации и затухания являются импульсная корона и сопротивление земли, через которую ток импульса замыкается. На образование импульсной короны расходуется энергия фронта импульса. В результате этого происходит удлинение его фронта.

Практически с тепловым эффектом тока молнии следует считаться лишь при использовании проводников малого сечения, например, в плавких предохранителях. Однако непосредственное соприкосновение металлов с каналом молнии может представлять большую опасность, так как его температура может достигать 20...30 тысяч градусов Цельсия и привести к выплавлению металла на глубине нескольких миллиметров.

Механические воздействия молнии на линиях электропередачи проявляются в виде расщепления деревянных стоек и траверс опор. Протекание тока молнии по внутренним волокнам дерева приводит к взрывообразному испарению содержащейся в древесине влаги и вырыванию щепы длиной до нескольких метров.

Механическое воздействие тока молнии связано также с электростатическими силами, возникающими между зарядами в диэлектрике, остающимися после прохождения тока молнии. Эти воздействия, имеющие ударный характер, приводят к разрушению каменных и кирпичных построек, не защищенных молниеотводами. Очень опасны случаи, когда ток молнии проходит через узкие каналы. При этом возникают значительные разрывающие усилия, способные разрушить канал, например, трубчатый рядник.

Средства защиты от перенапряжений

Все средства можно разделить на: искровые промежутки, разрядники, ограничители перенапряжений.

Защитный искровой промежуток является простейшим защитным устройством, включенным параллельно изоляционной конструкции. Конструктивно защитные промежутки выполняются в виде стержневых электродов создающих резконеоднородное поле. Для таких электродов характерно значительное возрастание разрядного напряжения при малых временах что не всегда позволяет осуществить координацию вольт-секундных характеристик изоляции и защитных промежутков во всем диапазоне предразрядных времен.

Разрядник - электротехническое устройство в простейшем случае в виде двух или нескольких электродов, разделенных диэлектрическим промежутком (напр., воздухом). Применяют для защиты электрических сетей и установок от перенапряжений (электрический пробой, возникающий между электродами разрядника, предотвращает пробой изоляции между проводниками), а также для переключения электрических цепей (искусственно вызывается или гасится разряд между электродами разрядника).

Ниже приведены эскизы и краткое описание некоторых типов разрядников.

Трубчатые разрядники (РТ)

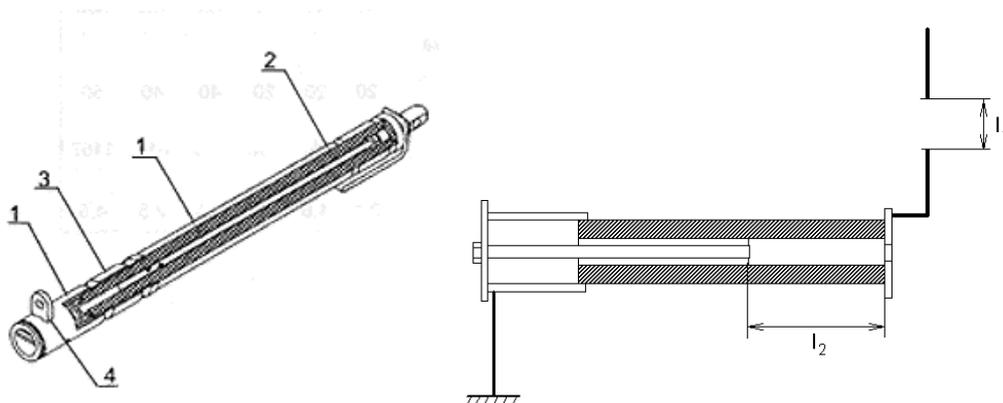


Рис. 2.
Трубчатый
разрядник

Основное назначение РТ – защита линейных подходов к подстанциям, электрооборудования маломощных подстанций 3-10 кВ и участков пересечения линий различного номинального напряжения.

В типе, разрядника: Р - разрядник, Т - трубчатый, Ф - фибробакелитовый, В - винипластовый, ВС - винипласт, стеклопластик (материал дугогасительной камеры и корпуса), число после первого дефиса — номинальное напряжение, кВ; в числителе - нижний предел тока отключения, кА, в знаменателе - верхний предел тока отключения, кА; У - для работы в районах с умеренным климатом, ХЛ - с холодным климатом; цифра 1 - для работы на открытом воздухе.http://kurs.vluki.ru/catalog/opn/images/rnk_1.gif

Выпускаются на напряжение 3, 6, 10, 20, 35, 110, 220 кВ.

Крутая вольт-секундная характеристика и наличие зоны выхлопа не позволяют использовать трубчатые разрядники для защиты подстанционного оборудования. Поскольку работа трубчатого разрядника сопровождается выхлопом сильно ионизированных газов, расположение их на опоре должно быть таким, чтобы выхлопные газы не вызывали междуфазных перекрытий или перекрытий на землю. Для этого в зону выхлопа не должны попадать токоведущие части других фаз, заземленные конструкции, а также зоны выхлопов разрядников, защищающих другие фазы.

Вентильные разрядники (РВ).

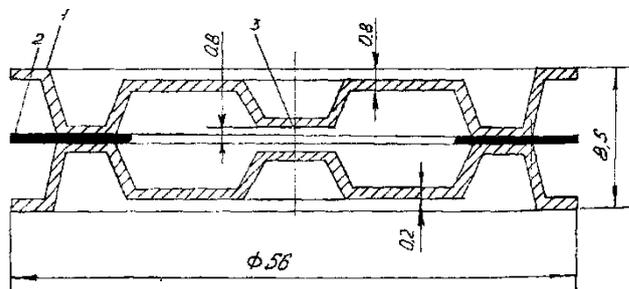


Рис. 3. Единичный искровой промежуток вентильного разрядника:

- 1 - латунные электроды
- 2 - миканитовая шайба
- 3 - искровой промежуток

Этот тип разрядников применяется

для защиты изоляции электрооборудования станций и подстанций от воздействия перенапряжения.

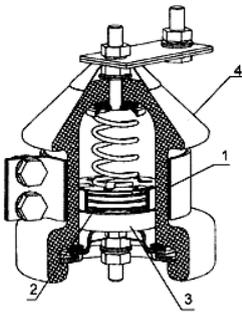
Основными элементами являются многократный искровой промежуток (см. рис. ниже) и соединенный с ним последовательно резистор с нелинейной

ВАХ. Основой для нелинейного резистора служит порошок электротехнического карборунда SiC. При повышении напряженности поля (повышении напряжения на резисторе) сопротивление запорного слоя резко падает и значение сопротивления нелинейного резистора начинает определяться собственно карборундом. Так как свойство материала резко менять свое сопротивление в зависимости от напряжения, обеспечивая пропускание очень больших токов при высоких напряжениях и весьма малых при пониженных, называется "вентильным", то и название аппарата, вентильный разрядник.

Гашение сопровождающего тока в многократном искровом промежутке (ИП) основано на нестабильности горения короткой дуги в промежутке с холодными электродами. Промежуток представляет собой кольцевую щель между двумя медными конически расположенными электродами. Щель пронизывается магнитным полем, создаваемым постоянными магнитами. Возникшая дуга под действием магнитного поля с большой скоростью вращается по кольцевой щели, интенсивно охлаждаясь, что способствует более быстрому нарастанию электрической прочности после погасания дуги. Увеличение сопровождающего тока позволяет уменьшить нелинейное сопротивление, а следовательно, и остающееся напряжение. После гашения тока, которое происходит при его прохождении через нулевое значение, напряжение на искровых промежутках восстанавливается практически по синусоиде промышленной частоты.

В типе разрядника: Р - разрядник, В - вентильный, О - облегченный, С - стационарный, М - с магнитным гашением дуги, К - комбинированный; А, Г, 1 (после дефиса), М (после цифр) - модификация или модернизированный (РВС), РД - с растягивающейся дугой, число после дефиса - номинальное напряжение, кВ; числа 40/70 - соответственно скорость ветра, м/с, и дополнительное тяжение провода, даН.

Разрядники вентиляльные серии РНК на напряжение 0,5 кВ



предназначены для защиты устройств контроля изоляции высоковольтных вводов высоковольтных трансформаторов (КИВ-500). Разрядники серии РНК соответствуют ТУ16-521.218-76.

Разрядник состоит из единичного искрового промежутка и рабочего нелинейного резистора (3), заключенных в герметично закрытую фарфоровую покрывку (4).

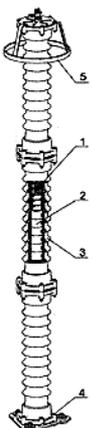
Рабочий резистор разрядника изготовлен из спецмассы "Вилит" и обладает нелинейной вольт-амперной характеристикой. Искровой промежуток образован двумя фасонными латунными электродами (1), разделенными изолирующей прокладкой (2).

В структуре условного обозначения принято:

Р	- разрядник;
Н	- низковольтный;
К	- для устройства контроля изоляции;
ХХ	- номинальное напряжение;
У(ХЛ,Т)	- климатическое исполнение;
1	- категория размещения;

Разрядники вентиляльные серии РВС на напряжение от 110 до 220 кВ

Разрядники вентиляльные серии РВС от 110 до 220 кВ предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 и 60 Гц. Изготавливаются для сетей с эффективно заземленной



нейтралью. http://kurs.vluki.ru/catalog/opn/images/rvs110_1.gif

Разрядник каждого типа серии РВС состоит из нескольких элементов, каждый из которых содержит блок многократных

искровых промежутков (1) и рабочих нелинейных резисторов (2), заключенных в герметично закрытой фарфоровой крышке (3).

Рабочий резистор разрядника изготовлен из спецмассы "Вилит" и обладает нелинейной вольт-амперной характеристикой.

Разрядник устанавливается на изолированном от земли основании (4) для удобства присоединения регистратора срабатывания и для измерения токов проводимости. К крышке верхнего элемента разрядника крепится экранирующее кольцо (5).

Разрядники вентильные серии РВС на напряжение от 15 до 35 кВ

Разрядники вентильные серии РВС предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 и 60 Гц. Изготавливаются для сетей с любой системой заземления нейтрали.

Разрядник каждого типа серии РВС состоит из блока многократных искровых промежутков (1) и рабочих нелинейных резисторов (2), заключенных в герметично закрытой фарфоровой крышке (3).

Рабочий резистор разрядника изготовлен из спецмассы "Вилит" и обладает нелинейной вольт-амперной характеристикой.

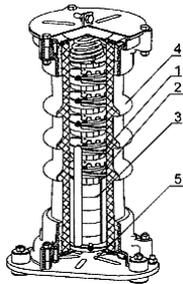
Разрядник устанавливается на изолированном от "земли" основании (4) для удобства присоединения регистратора срабатывания и для измерения токов проводимости. В структуре условного обозначения принято:

Р	- разрядник;
В	- вентильный;
С	- стационарный;
ХХ	- номинальное напряжение;
Т	- климатическое исполнение;
1	- категория размещения

Разрядники вентильные с магнитным гашением серии РВРД на напряжение 3,6 и 10 кВ

Разрядники вентильные с магнитным гашением специального назначения серии РВРД предназначены для защиты изоляции вращающихся электрических машин переменного тока частотой 50 и 60 Гц от атмосферных

перенапряжений. Разрядники предназначены для эксплуатации в районах с умеренным холодным и тропическим климатом при температуре окружающего воздуха

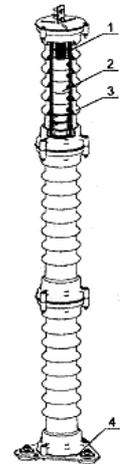


Разрядники вентильные с магнитным гашением специального назначения серии РВРД предназначены для защиты изоляции

вращающихся электрических машин переменного тока частотой 50 и 60 Гц от атмосферных перенапряжений. http://kurs.vluki.ru/catalog/opn/images/rvrd_1.gif

В структуре условного обозначения принято:

Р	- разрядник;
В	- вентильный;
РД	- с растягивающейся дугой;
ХХ	- номинальное напряжение;
У(Т)	- климатическое исполнение;
1	- категория размещения;



Разрядники вентильные серии РВС

Разрядники вентильные серии РВС

предназначены для защиты от атмосферных перенапряжений изоляции электрооборудования переменного тока частотой 50 и 60 Гц.

Разрядники на класс напряжения 13,8, 60, 66 кВ изготавливаются для сетей с любой системой заземления нейтрали; на класс напряжения 22, 33, 132 и 230 кВ - для сетей с эффективно заземленной нейтралью

Разрядник каждого типа серии РВС состоит из одного или нескольких элементов, каждый из которых содержит блок многократных искровых

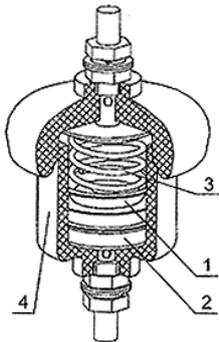
промежутков (1) и рабочих нелинейных резисторов (2), заключенных в герметично закрытой фарфоровой крышке (3).

Рабочий резистор разрядника изготовлен из спецмассы "Вилит" и обладает нелинейной вольт-амперной характеристикой.

Разрядник устанавливается на изолированном от "земли" основании (4) для удобства присоединения регистратора срабатывания и для измерения токов проводимости. К крышке верхнего элемента разрядников на класс напряжения 132, 230 кВ крепится экранирующее кольцо. http://kurs.vluki.ru/catalog/opn/images/rvs_1.gif

Разрядник вентильный типа РВНЭ - 0/5МНУ1

Разрядник вентильный типа РВНЭ-0.5МНУ1 предназначен для защиты фильтрующего дросселя в схеме защиты крышевого электрооборудования электропоездов от грозовых перенапряжений и повышения надежности помехоподавления.



Разрядник состоит из единичного искрового промежутка (1) и высоколинейного резистора (2), изготовленного на основе окиси цинка. Единичный искровой промежуток, соединенный последовательно с резистором, сжат цилиндрической пружиной (3) в герметичном пластмассовом корпусе (4). Герметизация разрядника осуществляется заливкой паза в корпусе клеем на основе эпоксидной смолы. В структуре условного обозначения принято:

- Р** - разрядник;
- В** - вентильный;
- Н** - низковольтный;
- Э** - для электроподвижного состава;
- XX** - номинальное напряжение;
- М** - модернизированный;
- Н** - повышенной надёжности;
- У** - климатическое исполнение;

1 - категория размещения

Металлоксидные ограничители перенапряжения среднего напряжения

Почти все новые высоковольтные сети, смонтированные за последние 15 лет, оборудованы МО ОПН. Напротив, в сетях среднего напряжения все еще устанавливаются обычные вентильные разрядники. В последнее время МО ОПН без искровых промежутков получили широкое распространение и в этих сетях. Эта замена оправдала себя в высоковольтных сетях благодаря лучшему уровню защиты, особенно при импульсах перенапряжений с очень крутым фронтом и лучшими характеристиками в условиях загрязненной окружающей среды. Переход к полимерному корпусу стал возможным при изготовлении ОПН без необходимых ранее искровых промежутков. Полимерные корпуса также имеют другие важные преимущества. Это - высокая надежность (герметизация от проникновения влаги!) и существенное снижение риска разрушающего воздействия в случае выхода ОПН из строя (осколочное разрушение корпуса).

МО ОПН состоит только из двух элементов. Один из них - активная часть, состоящая из одного или более, обычно цилиндрических, МО дисков (резисторные блоки). Второй - изоляционный корпус из полимерного материала. Механическая прочность ОПН обеспечивается либо за счет корпуса (например, фарфорового), или, в случае полимерного корпуса, за счет внутренней активной части. В последнем случае волокноармированная структура либо полностью охватывает резисторные блоки, либо стягивает их по концам, придавая конструкции жесткость и прочность. Простая и механически надежная конструкция активной части, пониженная вероятность разрушения при повреждении ОПН делает возможным использование некоторых ОПН с полимерным корпусом в качестве опорных изоляторов в определенных условиях.



Принцип действия ОПН

ОПН ограничивает напряжение, прикладываемое к его зажимам, формируя делитель напряжения вместе с полным сопротивлением источника перенапряжения или с волновым сопротивлением питающей линии. Сопротивление ОПН нелинейно, поэтому при превышении некоторого предела небольшие изменения напряжения на зажимах ОПН приводят к стремительному росту тока через резисторы. Чем больше нелинейность, тем меньше диапазон остающегося напряжения ОПН.

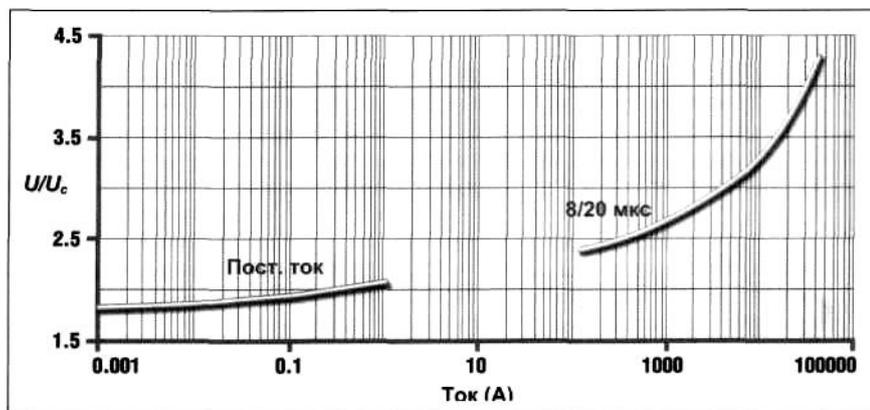


Рис. 4. Типичная вольтамперная характеристика МО ОПН на 10 кА, Класс 1.

Поскольку МО ОПН не имеют искровых промежутков, и их нелинейность настолько велика, что при нормальных эксплуатационных режимах ток, протекающий через резисторы, очень мал, в проводящее состояние ОПН переходит непрерывно и срабатывает практически без задержки (в зависимости от вольтамперной характеристики используемых МО дисков).

Другими словами, отсутствует задержка в срабатывании, как это имеет место в разрядниках с искровыми промежутками, где сначала должно быть превышено пробивное перенапряжение промежутков. Это означает, что МО ОПН имеют два существенных преимущества. Во-первых, МО ОПН надежно ограничивает напряжение до безопасных значений даже для импульсов с крутым фронтом и даже в самом начале импульса перенапряжения. Во-

вторых, не существует пути, по которому коммутационные импульсы с небольшой амплитудой могли бы "обходить" ОПН.

Когда уровень перенапряжения спадает, ток в резисторах уменьшается в соответствии с характеристикой МО дисков, а сопровождающий ток, характерный для разрядников с искровыми промежутками, в ОПН не возникает. Это особенно важно в сетях постоянного тока, потому что отсутствует прохождение тока через нуль, необходимое для гашения дуги, в искровых промежутках разрядников. Поэтому МО ОПН могут использоваться как в сетях с частотой 50/60 Гц и 16 2/3 Гц, так и в сетях постоянного тока, предполагая правильный выбор МО ОПН.

ТЕСТЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ.

1. Что является источником грозовых перенапряжений:

Варианты ответа:

1) короткое замыкание, 2) молния; 3) перегрузка.

2. Чем осуществляется защита от прямых ударов молнии?

Варианты ответа:

1) антенной; 2) трубчатым разрядником; 3) молниеотводом.

3. Какие элементы электрической сети защищают стержневые молниеотводы?

Варианты ответа:

1) линии электропередачи; 2) открытые распределительные устройства; 3) 1) и 2).

4. Какие элементы электрической сети защищают тросовые молниеотводы?

Варианты ответа:

1) комплектные трансформаторные подстанции;
2) комплектные распределительные устройства;

3) линии электропередачи; 4) открытые распределительные устройства; 5) 1) и 2).

5. Какую величину необходимо определить для расчёта заземляющего устройства?

Варианты ответа:

- 1) сопротивление вертикального стержня; 2) сопротивление горизонтальных полос;
- 3) сопротивление железобетонного фундамента; 4) 1 и 2; 5) 2 и 3 6) 1, 2 и 3.

6. Какую функцию выполняют разрядники?

Варианты ответа:

- 1) защитную; 2) коммутационную; 3) сигнальную.

7. За счёт чего происходит гашение дуги в трубчатом разряднике?

Варианты ответа:

- 1) фильтрации высших гармонических составляющих импульсного напряжения;
- 2) минимального сопротивления заземляющего устройства;
- 3) газогенерирования.

7. Расшифровать аббревиатуру: РТВ-35-2/10У1

Варианты ответа:

- 1) разрядник трубчатый, винипластовый, на 35 кВ, нижний предел тока отключения - 2 кА, верхний предел тока отключения - 10 кА, для работы в умеренном климате, на открытом воздухе;
- 2) разрядник вентильный, на 35 кВ, номинальный ток - до 200 А, ток отключения - 10 кА, тропического исполнения, унифицированный, для закрытых помещений;
- 3) разрядник трубчатый, внутренней установки, рабочее напряжение 35 кВ, ток отключения - от 2 до 10 кА, унифицированный, 1-й категории.

8. Что является основным элементом вентильного разрядника?

Варианты ответа:

- 1) многократный искровой промежуток и соединённый с ним последовательно резистор с нелинейной вольт-амперной характеристикой;
- 2) многократный искровой промежуток и соединённый с ним параллельно резистор с нелинейной вольт-амперной характеристикой;
- 3) дугогасительная камера.

9. Для чего предназначен вентильный разрядник?

Варианты ответа:

- 1) защиты линий электропередачи от токов короткого замыкания;
- 2) защиты изоляции электрооборудования станций и подстанций от перегрузок;
- 3) защиты изоляции электрооборудования станций и подстанций от перенапряжений;

10. Что называется напряжением гашения?

Варианты ответа:

- 1) наибольшее напряжение промышленной частоты;
- 2) наименьшее импульсное напряжение;
- 3) наибольшее импульсное напряжение.

11. Расшифровать аббревиатуру: РВРД-10Т1

Варианты ответа:

- 1) разрядник вентильный, с растягивающейся дугой, на 10 кВ, тропического исполнения, 1 категории размещения;
- 2) разрядник вентильный, радиальный, для защиты электродвигателей, номинальное напряжение 10 кВ, термостойкий, для работы на открытом воздухе.

5.3. Лабораторная работа 3. «Комплектные устройства в системах электроснабжения».

*Цель работы:*изучить конструкции комплектных *устройств оборудования* электрических станций и подстанций.

Программа работы:

1. Изучить назначение и конструктивные особенности комплектных распределительных устройств.
2. Изучить назначение, конструкцию и особенности комплектных трансформаторных подстанций, применяемых в сельском хозяйстве.
3. Осуществить самоконтроль по предлагаемым тестам для самопроверки.
4. Выполнить отчет по лабораторной работе и ответить на вопросы преподавателя при её защите.

Основы теории

КОМПЛЕКТНЫЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА (КРУ)

Комплектное распределительное устройство внутренней (КРУ) или наружной (КРУН) установки предназначается для приёма и распределения электрической энергии трёхфазного переменного тока промышленной частоты. Они нашли широкое применение в распределительных устройствах (РУ) собственных нужд типовых и атомных электростанций, распределительных подстанций энергосистем, преобразовательных подстанций, тяговых подстанций метрополитенов и электрифицированных железных дорог, тяговых подстанций городского электрического транспорта, подстанций промышленных и сельскохозяйственных предприятий, в РУ мощных экскаваторов, на угольных шахтах и др. В настоящее время появились КРУ, имеющие конкретное целевое назначение, например, КРУ для размещения аппаратуры защиты от атмосферных перенапряжений, для секционирования ВЛ напряжением 10 кВ, для автоматического ввода резерва (АВР) линий напряжением 10 кВ, для

тиристорных пусковых устройств в целях обеспечения плавного частотного пуска синхронных машин и др.

Комплектное распределительное устройство это совокупность электротехнического оборудования, необходимого для схемы РУ, смонтированного в отдельных шкафах на специализированных заводах в условиях серийного производства. РУ набирается из шкафов КРУ со встроенным в них высоковольтным оборудованием, устройствами релейной защиты, приборами измерения, автоматики, сигнализации, учёта, управления и др. Шкафы, у которых коммутационное электрооборудование, измерительные трансформаторы тока или напряжения, разрядники и другие аппараты устанавливаются непосредственно в корпусе шкафа неподвижно, относятся к КРУ стационарного исполнения (без выдвижных элементов). При размещении вышеперечисленного оборудования или его части на выдвижном элементе (тележке) шкафы относятся к КРУ выдвижного исполнения (с выдвижными элементами).

Выдвижной элемент (тележка) шкафа - жёсткая конструкция со встроенными в неё высоковольтными аппаратами, обеспечивающая возможность её перемещения в различные положения: рабочее, контрольное, ремонтное.

Номинальный ток главной цепи шкафа КРУ (КРУН) - ток, при котором гарантируется длительная работа шин, разъёмных контактов и аппаратуры в главной цепи, рассчитанных в условиях их работы в шкафу КРУ.

Главные цепи шкафа - силовые цепи электрического присоединения РУ. Вспомогательные цепи шкафа - цепи управления, контроля, релейной защиты и автоматики. Разъёмные контакты главной цепи - устройства, состоящие из неподвижных и подвижных электрических контактов, служащие для замыкания или размыкания главных цепей выдвижного элемента с цепями стационарной части шкафа (корпуса). Разъёмные контакты вспомогательных цепей - это устройства, состоящие из неподвижных и подвижных контактов, служащие для замыкания или

размыкания вспомогательных цепей выдвижного элемента с цепями стационарной части шкафа (корпуса). Отсек шкафа КРУ - полностью ограждённая перегородками часть КРУ, предназначенная для размещения определённого оборудования или аппаратуры. Название отсека может определяться по главному элементу, установленному в нём: отсек выключателя, отсек сборных шин, отсек кабеля, отсек приборов и т.д. Перегородка шкафа - часть ограждения отсека или шкафа КРУ, служащая для отделения его от смежного отсека или шкафа. Защитные шторки шкафа - подвижные устройства шкафа КРУ, ограждающие проёмы для прохода разъёмных контактов главных цепей и служащие для защиты обслуживающего персонала от возможности прикосновения к неподвижным разъёмным контактам главной цепи в ремонтном положении выдвижного элемента.

Устройство со стороны ВН КТП - сборное или комплектное электротехническое устройство со встроенными аппаратами и приборами для коммутации, управления и защиты, служащее для приёма электроэнергии и передачи её по цепям, обусловленным схемой главных электрических соединений КТП на стороне ВН трансформатора. Распределительное устройство со стороны НН КТП - комплектное устройство, служащее для ввода от трансформатора со стороны НН для распределения его нагрузки по цепям, обусловленным схемой главных электрических соединений КТП.

Промышленное производство шкафов КРУ по сравнению с обычными (сборными) конструкциями электротехнических установок позволило:

- сократить размеры и объёмы помещений;
- значительно упростить и удешевить здание под РУ;
- сократить расход металла и других строительных материалов;
- повысить надёжность и безопасность эксплуатации;
- обеспечить потребителей бесперебойным снабжением электроэнергией;

- резко сократить время ревизий и ремонтов электрооборудования, установленного на выдвижных элементах;
- значительно снизить стоимость строительно-монтажных работ с одновременным повышением их качества за счёт переноса работ по монтажу всего электротехнического оборудования на специализированные промышленные предприятия;
- значительно упростить работу проектных, комплектующих и планирующих организаций.

Применение комплектных электротехнических устройств является основой индустриализации строительно-монтажных работ при соединении электрических станций, трансформаторных подстанций и электроустановок промышленных предприятий.

Комплектные РУ классифицируются по показателям: тип выключателей, способ расположения аппаратов, применяемая изоляция, расположение и число систем сборных шин, способ обслуживания (одностороннее или двухстороннее), род установки (внутренняя или наружная), климатические условия, род оперативного тока, условия эксплуатации. Различают конструкции и по напряжению, току, отключаемой мощности, типу приводов, вспомогательным устройствам, схемам главных и вспомогательных соединений и другим показателям.

В соответствии с требованием ГОСТ 15150-69 о воздействии климатических факторов внешней среды КРУ внутренней установки должны отвечать требованиям климатического исполнения У категории размещения З с нижним значением температуры окружающего воздуха -25°C . В зависимости от категории размещения КРУ и КРУН по ГОСТ 15150-69* исполнение конструкции шкафа характеризуется по степени защиты (ГОСТ 14254-80). Шкафы КРУ имеют защищённое исполнение 1 Р20.

Требования к электрической прочности изоляции главных и вспомогательных цепей изложены в ГОСТ 1516.1-76, где приведены регламентируемые данные по испытательным кратковременным

напряжениям промышленной частоты и напряжениям грозовых полных и срезанных импульсов. Изоляция главных цепей шкафов КРУ и КРУН должна выдерживать испытание одноминутным напряжением 42 кВ при $U_{НОМ}=10\text{кВ}$

или 32 кВ при $U_{НОМ}=6\text{ кВ}$ промышленной частоты, напряжением грозовых полных импульсов 75 кВ и срезанных импульсов 90 кВ. Внешняя изоляция внутри оболочки шкафа между токоведущими частями одного и того же полюса главных цепей при контрольном (разобщённом) положении выдвижного элемента при двух разрывах на полюс в сухом состоянии должна выдерживать испытание напряжением (при плавном подъёме) 42 и 32 кВ при $U_{НОМ}$, равном соответственно 10 и 6 кВ.

Изоляция вспомогательных цепей должна выдерживать одноминутное испытательное напряжение промышленной частоты 2 кВ, которое поочерёдно прикладывается между токоведущими и заземлёнными частями в том случае, если все элементы цепи по своим техническим условиям допускают испытания напряжением 2 кВ. Если во всей вспомогательной цепи имеется элемент с испытательным одноминутным напряжением 1,5 кВ, то испытания изоляции всей вспомогательной цепи можно выполнять напряжением 1,5 кВ. Если во вспомогательной цепи имеются элементы, не допускающие испытания напряжением, равным 1,5 кВ, испытательное напряжение должно быть приложено при отсоединении этих элементов цепи, а затем должно быть проведено комплексное испытание цепей с присоединением всех элементов минимальным напряжением, допускаемым всеми элементами.

Коммутационная способность КРУ регламентируется требованиями, предъявляемыми к встроенным в КРУ выключателям с соответствующим приводом. Они должны выдерживать стандартные испытательные циклы при значениях токов включения и отключения в соответствии с требованиями ГОСТ 687-78 Е.

Требования по нагреву при длительной работе шкафов КРУ в нормальном режиме нормируются согласно ГОСТ 8024-84. Шкафы КРУ должны удовлетворять требованиям по стойкости к сквозным токам КЗ, т.е. должны выдерживать при включённом положении электрооборудования номинальные токи главной цепи: электродинамической стойкости для конкретного типа КРУ и трёхсекционной термической стойкости.

К применяемым в КРУ стационарным заземляющим ножам также предъявляются соответствующие требования по стойкости к сквозным токам КЗ. Они должны выдерживать без разрыва заземляющих цепей номинальный ток электродинамической стойкости и ток термической стойкости в течение 1 с, при этом допускается приваривание контактов ножей.

По механической стойкости к шкафам КРУ предъявляются требования, обеспечивающие нормальные условия работы во всех режимах, а также при транспортировке, монтаже и наладочных работах.

Для проверки такой способности регламентированы количества циклов, которые шкафы КРУ и его элементы должны выдерживать: 2000 включений и отключений разъёмных контактов главных цепей и 500 - вспомогательных цепей; 2000 перемещений выдвижного элемента из рабочего в контрольное положение и обратно и столько же открываний и закрываний защитных шторок; 1000 открываний и закрываний дверей; 500 включений и отключений заземляющего разъединителя. Количество циклов включений и отключений встроенного комплектующего оборудования принимается в соответствии с ГОСТ на это оборудование. Показатели надёжности КРУ (механический ресурс, вероятность безотказной работы, долговечность и др.) устанавливаются для каждого типа КРУ из показателей по опыту эксплуатации или отдельно коммутационных аппаратов, или КРУ в целом. Эти показатели могут быть определены также и расчётным путём, но они не должны быть меньше показателей, регламентируемых по

требованиям механической стойкости и другим. Срок службы КРУ определяется не менее 25 лет.

Требование безопасности к КРУ - одно из главных требований.

Шкафы КРУ должны иметь целый ряд блокировок, в том числе не допускающих:

- перемещения выдвижного элемента из рабочего положения и из контрольного положения в рабочее при включённом положении выключателя, установленного на выдвижном элементе;
- включения выключателя, установленного на выдвижном элементе, при нахождении выдвижного элемента в промежуточном (между рабочим и контрольным) положении;
- перемещения выдвижного элемента из контрольного (разобщённого) положения в рабочее при включенных ножах заземляющего разъединителя;
- включения или отключения разъединителей при включённом выключателе главной цепи;
- вкатывания и выкатывания выдвижного элемента с разъединителями под нагрузкой (для шкафов без выключателей);
- включения заземляющего разъединителя в шкафу секционирования с разъединителем при рабочем положении выдвижного элемента секционного выключателя;
- включения разъединителей при включённых ножах заземляющего разъединителя либо включения заземляющего разъединителя при включённых разъединителях;
- открывания дверей при включённых разъединителях в шкафах со стационарными разъединителями.

Кроме указанных блокировок, шкафы КРУ должны быть снабжены блокировками внешних присоединений, т.е. в шкафах КРУ с заземляющими разъединителями предусматривается **возможность установки устройств, осуществляющих блокирование и не допускающих:**

- включения заземляющего разъединителя при рабочем положении выдвижных элементов или находящегося во включённом положении любого коммутационного электрооборудования в других шкафах КРУ, от которого возможна подача напряжения на шкаф, где размещён заземляющий разъединитель, или при включённом положении коммутационного электрооборудования высшего и среднего напряжения, если по этим цепям может быть подано напряжение на данный шкаф;
- перемещения в рабочее положение выдвижных элементов или включения любого коммутационного электрооборудования при включённом положении заземляющего разъединителя данного шкафа.

Конструкция шкафа КРУ должна обеспечивать локализацию аварии в пределах одного шкафа или монтажной схемы главной цепи присоединения (секционирования или ввод, в двух и более шкафах) при времени действия открытой электрической дуги КЗ 1 с. Это время может быть сокращено. В этом случае конструкция КРУ должна быть снабжена такими элементами, которые бы ограничивали время действия электрической дуги до значения, указанного в ТУ на конкретный тип КРУ (разгрузочные клапаны с контактами, датчики и т.п.).

При эксплуатации шкафов КРУ допустимый нагрев элементов конструкции и механические усилия на них, выхлоп газов или электрическая дуга при коммутации выключателей не должны причинять вред обслуживающему персоналу, вызывать перекрытие изоляции шкафов КРУ и поджигание выхлопных газов. При снятом напряжении должно быть безопасным обслуживание электрооборудования, приборов, токоведущих частей и самого шкафа КРУ; должна иметься возможность осуществления осмотра, ремонта и замены соседних шкафов КРУ без нарушения нормальной работы. Ремонт электрооборудования выдвижного элемента выполняют при выводе выдвижного элемента в ремонтное положение.

Конструкция шкафа КРУ должна:

- обеспечивать возможность безопасного обслуживания (без снятия напряжения с главных цепей) сборок зажимов, контактов вспомогательных цепей выключателя и разъединителя, аппаратов вспомогательных цепей;
- обеспечивать защиту обслуживающего персонала от случайного прикосновения к токоведущим и подвижным частям, заключённым в оболочку;
- защищать оборудование от попадания твёрдых тел по заданной для конструкции степени защиты.

После выкатывания выдвижного элемента из шкафа КРУ в ремонтное положение все токоведущие части главных цепей, которые могут оказаться под напряжением, закрываются (ограждаются) запретными шторками с приспособлениями для их запираания. Эти шторки и ограждения не должны сниматься или открываться без помощи ключей или специальных инструментов. В шкафах КРУ со стационарно установленным оборудованием предусматривается возможность установки стационарных или инвентарных перегородок (при ремонте) для отделения находящихся под напряжением частей оборудования. Разъединители и заземляющие разъединители должны устанавливаться в КРУ так, чтобы исключалось их самопроизвольное включение под действием силы тяжести: напряжение к ним должно подаваться со стороны неподвижных частей; приводы к ним должны иметь указатели положения и приспособления для их запираания.

В соответствии с требованиями к шкафам КРУ, которые предъявляются к выполнению устройств заземления, каркас выдвижного элемента должен иметь непрерывный электрический контакт с корпусом шкафа КРУ при помощи скользящих заземляющих контактов на всём протяжении пути от рабочего до контрольного положения выдвижного элемента не менее, чем в двух местах. Не допускается использование для заземления болтов, винтов, шпилек, выполняющих роль крепёжных деталей. В местах заземления должна быть надпись "Земля" или знак заземления.

Требование экономичности следует понимать, как стремление к минимальным затратам на сооружение РУ и минимальным издержкам на его эксплуатацию при условии обеспечения необходимой надёжности и безопасности обслуживания. Все эти требования должны учитываться при проектировании РУ.

В настоящее время всеми предприятиями изготавливаются шкафы КРУ с техническими данными, соответствующими номинальным параметрам встраиваемого выключателя. Большая часть конструкций КРУ на наиболее распространённые для всех отраслей народного хозяйства технические данные (напряжение до 10 кВ, номинальные токи до 1600 А, токи отключения 20 кА) может быть с электромагнитным, маломагнитным или вакуумным выключателем. Рассмотрим их преимущества и недостатки.

Преимущества КРУ с электромагнитным выключателем: взрыво- и пожаробезопасность, малый износ дугогасительных контактов и рабочих элементов дугогасителя, работа в условиях частых отключений, высокая отключающая способность. Его *недостатки:* сложная конструкция дугогасительного устройства с системой магнитного дутья, ограниченный верхний предел номинального напряжения, ограниченная пригодность для наружных установок.

Преимущества КРУ с вакуумным выключателем: полная взрыво- и пожаробезопасность, возможность осуществления сверхбыстродействия и применения для работы в любых циклах АПВ, малая масса, малые габариты, лёгкая замена дугогасителя, простота эксплуатации.

Недостатки: относительно ограниченный верхний предел значения отключаемого тока; возможные коммутационные перенапряжения при отключении малых индуктивных токов, отключение ограниченного ёмкостного тока БК, относительно высокая стоимость.

В зависимости от номинальных токов изготавливаемых выключателей при напряжении 10 кВ изготавливаются КРУ различных

серий с номинальными токами 320, 400, 630, 1000, 1250, 1600, 2000, 3150 и 5000 А; с номинальным током отключения 2; 10; 20; 31,5; 40 и 63 кА.

Пример. Обозначение КРУ расшифровывается следующим образом:



Комплектные РУ 6-10 кВ с электромагнитными выключателями.

Создание выключателей с электромагнитным гашением дуги позволило значительно расширить область применения КРУ путём существенного увеличения у них электрических параметров электродинамической и термической стойкости при отключении токов КЗ, повышенной износостойчивости дугогасящей части выключателей, большего допустимого числа коммутационных операций без ревизий и ремонта, пожаро- и взрывобезопасности и чистоты эксплуатации, так как они не требуют масла или другого материала дугогасящей среды. Эти выключатели гарантируют низкий уровень коммутационных перенапряжений.

Все перечисленные преимущества приводят к снижению расходов на эксплуатацию и трудоёмкость, позволяют широко применять КРУ с электромагнитными выключателями в установках с частыми операциями включения и отключения.

Комплектные РУ серий К-Х и К-ХХI предназначены, в основном, для собственных нужд тепловых и атомных электростанций с энергоблоками

единичной мощности 300, 500, 800, 1000 и 1200 МВт, для которых применяют рабочие и резервные трансформаторы СН мощностью до 63 МВ-А типа ТРНДС (с расщеплённой обмоткой низкого напряжения).

По конструктивному исполнению КРУ К-Х (К-XXI) подразделяют на шкафы: с выдвижными элементами (с выключателями, трансформаторами напряжения и разрядниками) и без выдвижных элементов (с глухим шинным вводом, с шинами секционирования и с шинами кабельных вводов). Шкафы КРУ К-Х и К-XXI состоят из следующих основных частей: корпуса с аппаратурой; тележки с выключателем; релейного шкафа и шинного короба. Корпус шкафа разделён металлическими перегородками на три отсека: выкатная тележка; сборные шины; кабельный отсек (с трансформаторами тока). Перемещение тележки в рабочее и испытательное положение производится с помощью механизма доводки. Для удобства обслуживания указательные реле установлены в нижней части шкафа (под релейным шкафом). В связи с большой высотой шкафов серий К-Х и К-XXI счётчики в релейных шкафах этих серий не устанавливаются, а выносятся на отдельные панели счётчиков.

Шкафы серий К-Х и К-XXI снабжены механическими блокировками, исключающими возможность операций с разъединяющими контактами под нагрузкой, а также предусматривают установку механических и электромагнитных блок-замков для выполнения оперативных блокировок.

Взамен шкафов серий К-Х и К-XXI разработана модернизированная серия шкафов К-XXV.

Комплектное РУ серии К-XXV. Модернизированная серия КРУ (серия К-XXV) имеет следующие *основные отличия шкафов* серий К-Х и К-XXI:

- применение модернизированного выключателя ВЭМ-6;
- сборные шины КРУ отделены от отсека выключателя и от верхних разъёмных контактов главных цепей с помощью проходных изоляторов;

- в целях повышения локализационной способности КРУ при возникновении дуговых замыканий в корпусах шкафов предусмотрены разгрузочные клапаны с вспомогательными контактами, которые используются для быстродействующего (неселективного) отключения выключателей ввода;
- в конструкции выдвижного элемента, механизмов доводки и блокировки, шторочного механизма на основании накопленного опыта эксплуатации внесены некоторые изменения, повышающие надёжность их работы;
- сборные шины КРУ серии К-XXV выполнены на номинальный ток 3200А, что обеспечивает выполнение вводов в КРУ от рабочих трансформаторов мощностью 63 МВ-А;
- в сетку схем КРУ внесены некоторые дополнения, обеспечивающие возможность выполнения всех электрических присоединений собственных нужд ТЭС и АЭС с агрегатами мощностью 800 и 1000МВА.

Комплектное РУ серии КЭ-10 (рис. 1) предназначено для работы в общепромышленных установках, особенно с частыми коммутационными операциями, и рассчитано на напряжение 6-10 кВ. Конструкция шкафов КРУ серии КЭ-10 значительно отличается от ранее рассмотренных конструкций КРУ. Это единственная серия, где шкафы на все номинальные токи до 3150 А имеют одинаковые габариты, и, несмотря на то, что сборные шины расположены сверху, шинные разъёмные контакты главной цепи расположены внизу, а линейные контакты - сверху.

По исполнению КРУ серии КЭ-10 подразделяются на шкафы с выдвижными элементами, без них и с аппаратурой, частично установленной на выдвижных элементах, а частично - стационарно. На выдвижных элементах устанавливаются: выключатели, трансформаторы напряжения, ошиновка с подвижными контактами на токи от 630 до 3150 А (взамен разъединителей), трансформаторы тока и напряжения, силовые

предохранители, разрядники типа РВО, трансформаторы напряжения с литой изоляцией вместе с разрядниками РВО. Шкафы КРУ без выдвижных элементов изготавливаются по электрическим схемам главных цепей: шинного или кабельного ввода, кабельные сборки, трансформаторы СН 25 или 40 МВ-А, разрядники РВРД, разрядники РВРД с конденсаторами и сопротивлениями, разрядники РВРД с трансформаторами напряжения. В шкафах со смешанным размещением электрооборудования выключатель установлен на выдвижном элементе, а трансформатор напряжения - стационарно. Шкаф КРУ с выключателем (рис. 1) состоит из трёх блоков: корпус, выдвижной элемент и релейный шкаф. Корпус шкафа сборный (не сварной) разделён металлическими перегородками на отсеки: сборных шин, представляющий собой единое целое с отсеком, в котором проходят отпайки от сборных шин к нижним (шинным) неподвижным контактам; линейный; выдвижного элемента.

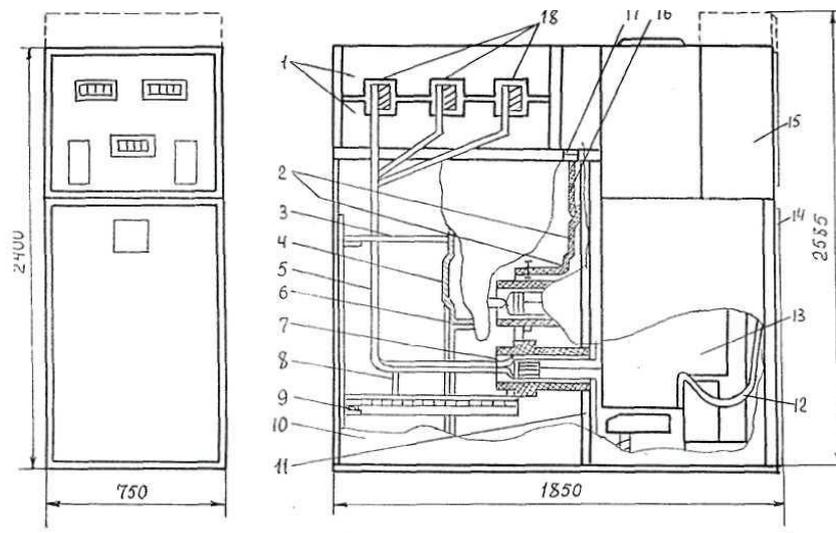


Рис. 1. Шкаф КРУ-КЭ-10 с выключателем 3200 А: 1,3,9 - изоляционные опоры; 2,4,6,8,11,16,17 - металлические перегородки; 5 - отпайки; 7 - изолятор специальной конструкции; 10 - корпус шкафа; 12 - металлорукав; 13 - выдвижной элемент; 14 - фасадная дверь; 15 - релейный шкаф; 18 - сборные шины

Вся ошиновка во всех отсеках шкафов КЭ-10 выполняется алюминиевыми или медными шинами со скруглёнными краями, заключёнными в изоляционную оболочку. Шины между собой в местах присоединения к электрооборудованию и кабельных наконечников

закрепляются изоляционными коробками. В своём отсеке сборные шины размещены на ребро и закреплены на опорных изоляционных досках, установленных на боковинах отсека, таким образом, отсек сборных шин каждого шкафа отделён от такого же отсека соседнего шкафа. Отпайка от сборных шин к проходным изоляторам с нижним неподвижным контактом имеют большую протяжённость, поэтому они закреплены на двух поворотных изоляционных опорах. Верхняя опора поворачивается вверх на 90° вокруг оси, закреплённой на боковинах у задней стенки шкафа. Для того, чтобы шина не выпадала из пазов опоры, на вертикальной металлической перегородке, отделяющей отсек от линейного отсека, установлены три опорных изолятора. В горизонтальном положении опора ложится на упоры, прикреплённые к поворотным осям опоры. Нижняя опора вместе с горизонтальной изоляционной перегородкой удерживают отпайки в нижней части отсека. Опора в рабочем (горизонтальном) положении закреплена болтами и вращается вокруг оси у задней стенки шкафа вниз до дна шкафа.

Линейный отсек расположен между отсеком сборных шин и отсеком выдвижного элемента, и от всех отсеков он отгорожен металлическими перегородками. В отсеке на изоляционных досках размещаются прессованные опорные или проходные изоляторы из полимерных материалов, на которых крепятся шины кабельной сборки. От этих шин отходят отпайки к выводам трансформаторов тока, а если их нет, то к проходным изоляторам с неподвижным контактом главной цепи. Трансформаторы тока имеют специально предназначенную для КЭ-10 конструкцию, один из выводов главной цепи направлен вверх для присоединения шин от кабельной сборки, а другой вывод оформлен в виде неподвижного контакта главной цепи - в проходной изолятор такой же конструкции, как у нижнего неподвижного контакта. В отсеке размещаются также заземляющий разъединитель с неподвижными контактами на шинах кабельной сборки, кабельные разделки, трансформаторы тока защиты от замыканий на землю. При присоединении

до двух силовых кабелей шины кабельной сборки не устанавливаются, а жилы кабеля присоединяются непосредственно к трансформаторам тока или вводу неподвижного контакта главной цепи. В зависимости от электрических схем главных цепей ввод в линейный отсек может быть выполнен сверху шинами или такими же четырьмя силовыми кабелями. В этом случае линейный отсек от части линейного отсека, где обычно проходят силовые кабели, отделяется дополнительной перегородкой, установленной выше проходного изолятора верхних неподвижных контактов.

В отсеке выдвижного отсека, кроме него, размещаются:

- направляющие рельсы для перемещения выдвижного элемента;
- скоба для фиксации его в контрольном и рабочем положениях;
- шина его заземления;
- захват для предотвращения его опрокидывания;
- конечный выключатель, сигнализирующий о месте нахождения выдвижного элемента;
- приводное устройство шторочного механизма;
- приводное устройство с блокировкой заземляющего разъединителя;
- пластина с отверстиями для упора рычага доводки при перемещении выдвижного элемента в пределах отсека;
- регулятор температуры для создания микроклимата в отсеке, который автоматически, через промежуточное реле, включает и отключает электронагреватели;
- розетка штепсельного соединения для включения ключа от замка электромагнитной блокировки;
- предусмотрено место для прохода контрольных кабелей и проводов вспомогательных цепей с закрытыми кожухами.

Выдвижные элементы с трансформаторами напряжения и разрядниками, с трансформаторами СН имеют самостоятельные жёсткие конструкции только с тремя подвижными контактами главной цепи. Выдвижные элементы - разъединители на все номинальные токи и силовые

предохранители. Они имеют верхние и нижние подвижные контакты главной цепи. Выдвижным элементом КРУ является выключатель с пружинным приводом. На нём установлены:

- верхние и нижние подвижные контакты главных цепей, проложенные в двух металлорукавах провода гибкой связи с релейным шкафом, на концах которых смонтированы вставки штепсельных разъёмов;
- пластины для открытия шторок;
- блокировочный шток (фиксатор), связанный с педалью;
- подвижный контакт заземлителя;
- электроблокировочные замки для блокирования внешних присоединений;
- изоляционный кожух, закрывающий дугогасительные камеры и токопроводы выключателя.

Релейный шкаф имеет такую же конструкцию, как и в КРУ серии КМ-1 на 1600 А. Он состоит из сварного каркаса, внутри которого размещён поворотный блок реечной конструкции с установленными на нём реле заднего присоединения. Для насыщенных аппаратурой схем вспомогательных цепей применяется релейный шкаф увеличенного по высоте размера (до 960 мм), в этом случае высота шкафа до 1600 А составляет 2310 мм. Поворотный блок для удобства обслуживания открывается справа налево, а фасадная дверь с установленными на ней приборами управления, измерения, сигнализации, учёта и др. - слева направо. В крайних положениях блок может быть зафиксирован фиксаторами. На задней стенке релейного шкафа установлено два ряда зажимов по 20 клемм в каждом, через которые проходят магистральные шинки вспомогательных цепей.

Цепи вспомогательных соединений тележки и релейного шкафа соединяются между собой гибкими проводами и двумя разъёмными контактами по 20 цепей каждый. На дне релейного шкафа размещается три

ряда зажимов, на которых может быть до 124 зажимов. При необходимости на задней стенке устанавливается дополнительно 30 зажимов.

Низковольтная аппаратура для схемы собственных нужд размещается в отдельном шкафу, который установлен в одном ряду со всеми шкафами КРУ.

На базе шкафов серии КЭ-10 разработано КРУ серии КЭ-6 на номинальные токи отключения 40 кА и электродинамическую стойкость 128 кА, предназначенные для собственных нужд АЭС, ГРЭС, ТЭЦ с турбогенераторами мощностью 300 МВт и выше.

Комплектные РУ 6-10 кВ с вакуумными выключателями

Первые КРУ типа К-ХП/ВАК с вакуумными выключателями нагрузки ВНВП-10/320 разработаны и выпускаются с 1972 г. московским заводом "Электроштит" (МЭШ) на базе шкафов серии К-ХП и отличаются от них только конструкцией выдвижного элемента. После накопленного положительного опыта эксплуатации КРУ с вакуумным выключателем были разработаны и изготавливались некоторое время шкафы серии К-101 с вакуумным выключателем номинального тока отключения, тока трёхсекционной термической стойкости 20 кА вместо максимального 31,5 кА.

Конструктивно шкафы КРУ серии К-104 для установки выдвижного элемента с вакуумным выключателем отличаются приводным устройством заземляющего разъединителя с блокировкой от выкатывания выдвижного элемента на включённый заземляющий разъединитель. Соответственно разную конструкцию из-за выключателей имеют фасадные листы выдвижных элементов.

КРУ серии К-104 изготавливаются на напряжение 6 и 10 кВ, номинальные токи: шкафов - 630, 1000, 1600 А; сборных шин - 1600, 2000 и 3150 А; отключения и трёхсекундной термической стойкости - 20 и 31,5 кА; электродинамической стойкости - 51 и 81 кА. В одном шкафу с

выключателем возможна разделка максимально до четырёх силовых кабелей сечением $3 \times 240 \text{ мм}^2$.

По исполнению шкафы КРУ серии К-104 подразделяются на шкафы с выдвижными элементами, без них и с электрооборудованием, установленными частично на выдвижных элементах, частично стационарно. На выдвижных элементах устанавливаются: выключатели, трансформаторы напряжения, силовые предохранители, ошиновка с подвижными контактами на 630, 1000 и 1600 А вместо разъединителей. Со стационарно установленным электрооборудованием изготавливаются шкафы с разрядниками типа РВРД, конденсаторами, шинным или кабельным вводом и кабельными сборками. Со смешанно установленным электрооборудованием изготавливаются шкафы с трансформаторами напряжения на выдвижных элементах и разрядниками типа РВО - стационарно.

Шкаф К-104 с выключателем шинного ввода состоит из трёх блоков: корпуса, выдвижного элемента и релейного шкафа. Шкаф кабельного вида дополнительно имеет шинный блок для кабельного ввода. Корпус шкафа с выключателем имеет сборно-сварную конструкцию. Собирается он из предварительно сваренных плоских рам: основания, вертикальной, боковых фасадных и верхней задней. Корпус разделён металлическими перегородками на три отсека: отсек выдвижного элемента, отсек сборных шин и линейный отсек, причём, отсек сборных шин расположен внизу, а линейный отсек - над ним.

Отсек выдвижного элемента отделён от отсека сборных шин и линейного отсека глухой перегородкой вертикальной рамы. В этой перегородке установлено шесть проходных изоляторов, в которых смонтированы неподвижные штыревые разъёмные контакты главной цепи. Изоляторы установлены на пластинах, которые можно регулировать. В отсеке выдвижного элемента размещены: шторочный механизм с приводным устройством; приводное устройство заземляющего разъединителя; приводы вспомогательных цепей, защищённые

металлорукавом и металлическими кожухами. На раме основания отсека смонтированы: неподвижные контакты заземления выдвижного элемента и направляющие для его перемещения; лист с установленным конечным выключателем; швеллер с отверстиями для фиксации положения выдвижного элемента; упор механизма перемещения; ограничитель опрокидывания выдвижного элемента и направляющие с захватами для его перемещения. В верхней части отсека расположены две неподвижные колодки штепсельного разъёма для связи вспомогательных цепей; вытяжной канал с разгрузочным клапаном между задней стенкой релейного шкафа и перегородкой линейного отсека, причём клапан имеет фигурный рычаг, действующий на конечный выключатель, установленный в линейном отсеке.

Отсек сборных шин отделён от линейного глухой перегородкой, а от отсека выдвижного элемента - вертикальной рамой с установленными проходными изоляторами с шинными неподвижными разъёмными контактами. В отсеке расположены: сборные шины по треугольнику на опорных изоляторах, фазы А и В внизу, фаза С наверху. Сзади отсек закрывается съёмным листом, который крепится к вертикальным съёмным стойкам. Неподвижный разъёмный контакт главной цепи имеет регулируемую во всех плоскостях конструкцию. Вверх, вниз, влево, вправо контакт может быть смещён вместе с проходным изолятором, который устанавливается на четырёх пластинах. Правильность установки штыревого контакта вперёд, назад определяется специально поставляемым штоком с обозначенными контрольными зонами.

Линейный отсек сзади закрыт съёмным листом, а сверху всегда открыт, так как при шинном вводе на него устанавливается блок шинопровода ввода, а при кабельном - шинный блок для кабельного ввода. В отсеке размещены:

- трансформаторы тока;
- заземляющий разъединитель;

- конечный выключатель разгрузочного клапана отсека выдвижного элемента;

- конечный выключатель положения заземляющего разъединителя;
- неподвижные (линейные) контакты главной цепи;
- шины ввода и, в зависимости от электрических схем главных цепей, шины отпаек в соседние шкафы от шин ввода.

Заземляющий разъединитель состоит из:

- приводного устройства, расположенного в отсеке выдвижного элемента;
- вала с ламелями подвижных и неподвижных контактов, установленных на шинах ввода.

Характерной особенностью заземляющего разъединителя является то, что съёмная рукоятка для оперирования вставляется не внизу, как во всех сериях КРУ, а вынесена наверх, что делает удобной работу оператора. Приводное устройство состоит из установленного на правой боковине приводного диска с двумя пазами, в

которые входит подпружиненный фиксатор в отключённом или включённом положении разъединителя и фиксирует его. Включают заземляющий разъединитель только при выведенном выдвижном элементе в ремонтное положение. В диске имеется два отверстия, через которые можно запирать приводное устройство во включённом или отключённом положении. К приводному диску присоединены три тяги:

- тяга регулируемая, передающая движение на вал с ламелями подвижных контактов;

- тяга, поворачивающая рычаг с упором, препятствующим вкатыванию выдвижного элемента на включенный заземляющий разъединитель;

- тяга регулируемая, передающая вращение втулки с отверстиями для запора блокировочным электромагнитным или механическим замком для

осуществления оперативного блокирования внешних присоединений. Электромагнитный замок открывается и закрывается электромагнитным ключом при подаче напряжения на установленную рядом штепсельную розетку. Механический замок открывается и запирается одним ключом с элементом, с которым разъединитель заблокирован.

К валу заземляющего разъединителя приварены два рычага с укрепленными на них двумя парами ламелей подвижных контактов, которые во включенном положении замыкают: одна пара - фаза А и В, а другая - фазы В и С и рычаг, действующий на конечный выключатель, сигнализирующий положение заземляющего разъединителя.

Шкафы КРУ серии КВ-1 внутренней установки рассчитаны на установку ВКА типа ВВ-10/1600-20 и предназначены для работы в условиях с частыми коммутационными операциями в металлургической, угольной, химической, газовой и нефтяной отраслях промышленности. Шкафы КВ-1 могут быть изготовлены как с изолированными токоведущими частями, так и с воздушной изоляцией их. Серия КВ-1 изготавливается по сетке электрических схем главных цепей КРУ серии КМ-1 и рассчитана на

напряжение 10 кВ, номинальные токи: шкафов - 630, 1000 и 1600 А; сборных шин - от 1000 до 3150 А; отключения и трёхсекундной термической стойкости - 20 кА, электродинамической стойкости - 52 кА. Габариты, установочные, присоединительные размеры такие же, как у шкафов серии КМ-1: ширина 750 мм, глубина 1200 и 1300 мм (в зависимости от электрических схем главных цепей), высота 2150 и 2310 мм

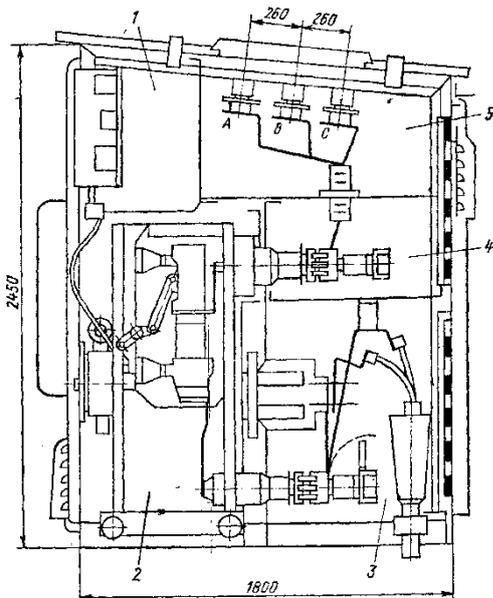


Рис.2. Шкаф КРУН серии К-VI-У:1- отсек вторичной коммутации; 2- тележка с выключателем ВМП-10 К и пружинным приводом; 3 - отсек нижних разъемных контактов, трансформаторов тока, кабельного ввода; 4 - отсек верхнего разъемного контакта; 5 - отсек сборных шин.

(в зависимости от вспомогательных цепей). У шкафов с трансформаторами СН и конденсаторов с разрядниками ширина 1125 мм. Все остальные - как у КРУ серии КМ-1 до 1600А.

Вновь изготавливаемые конструкции КРУ серий: КМ-1, КМ-1Ф, К-104, К-105, КЭ-6, КЭ-10, К-47, К-49 и других в настоящее время вытесняют конструкции КРУ серий: КРУ2-10-20; КР-10/31,5; К-ХІІ; К-ХХVІ; К-ХХV; К-ХХІV; К-37 и К-44, так как имеют повышенную заводскую готовность и повышенную эксплуатационную надёжность, меньшие габариты и меньшую материалоемкость, отвечают требованиям удобства проведения ремонтных работ и работ по техническому обслуживанию.

В настоящее время прошли полный комплекс стендовых испытаний и начато серийное производство КРУ напряжением 10 кВ с вакуумными выключателями на номинальные токи до 3150 А, токи отключения до 31,5 кА. Вакуумные выключатели имеют полную взрыво- и пожаробезопасность, относительно малые массу и габариты.

Элегазовые выключатели пока нашли широкое применение в КРУ напряжением 110 и 220 кВ, так как в числе других преимуществ при этих напряжениях они имеют малые массу и габариты. Закончены разработки, готовится производство КРУ с элегазовыми выключателями на напряжение 10 кВ.

В настоящее время наибольшее распространение получила техническая идея выкатной системы установки основного элемента (выключателя, трансформатора напряжения, разрядника), а в некоторых современных конструкциях КРУ используется жёсткая, или, так называемая, быстросменяемая установка. Эти способы воплощены в КРУ 8АІ 20 и 8АН 20 фирмы "Сименс", а также в ячейках фирмы "Бёнинг" (ФРГ). Применение вставных контактов облегчает смену основного элемента ячейки и позволяет в определённой степени сохранить преимущества выкатной системы, одновременно значительно упростив их конструкцию.

Для создания защитных блокировок, сигнализации и включения защитной автоматики в современных конструкциях КРУ широко используются средства электронной техники. Защита от аварийной дуги разрабатывается на основе применения микросхем. Современные КРУ снабжаются различными датчиками: дымообразования, ионизационными, пожарной сигнализации и т.д.

Камеры сборные одностороннего обслуживания КСО-298.

Камеры одностороннего обслуживания серии КСО-298 разработаны в 1998 г. взамен камер серий КСО-366, КСО-386, КСО-272, КСО-285, КСО-292, 2УМЗ, ячеек КРУ типа К-104, К-XXVI, КМ1Ф и др.. Они имеют меньшие габариты, что дает возможность использовать их для модернизации и расширения (увеличения количества фидеров) на тех же площадях распределительных устройств (РУ).

Назначение. Камеры КСО-298 напряжением 6 и 10 кВ предназначены для распределительных устройств переменного трехфазного тока частотой 50 Гц систем с изолированной или заземленной через дугогасительный реактор нейтралью и производятся для нужд народного хозяйства страны и для поставки на экспорт.

Камеры КСО допустимо применять для работы в следующих условиях: в части воздействия климатических факторов внешней среды исполнения У и УХЛ категории 3 и 4 по ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1. При этом значение температуры окружающего воздуха – от минус 25°С до 40°С; высота над уровнем моря не превышает 1000 м; окружающая среда не должна быть взрывоопасной и содержать токопрово-

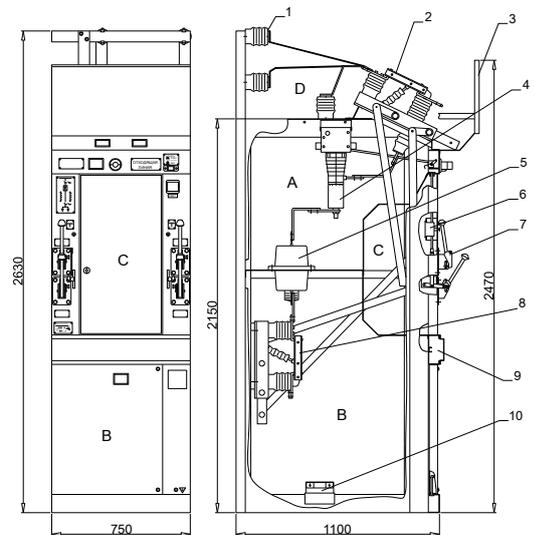


Рис. 3. Общий вид камеры КСО-298

1 – сборные шины; 2 – шинный разъединитель; 3 – защитный экран; 4 – выключатель; 5 – трансформаторы тока; 6 – блокиратор; 7 – приводы разъединителей; 8 – линейный разъединитель; 9 – клеммник; 10 – транс-

дыщую пыль, агрессивные пары и газы, в концентрациях, разрушающих металлы и изоляцию.

Конструкция. Общий вид камеры **КСО-298** показан на рис.3. В состав камеры входит малогабаритный вакуумный выключатель ВВ/TEL.

Основными достоинствами данного выключателя являются:

- высокий механический ресурс;
- малое потребление электроэнергии по цепям включения и отключения;
- малые габариты и вес;
- возможность управления как по цепям оперативного постоянного, так и оперативного переменного токов.

Конструктивно камера **КСО-298** состоит из трех отсеков – высоковольтного **А**, низковольтного **С** и кабельного **В**. При существенно меньших – по сравнению с камерами других серий габаритах – высота кабельного отсека обеспечивает удобство проведения работ в нем.

Сборные шины расположены в зоне **Д** и закрыты с фасада защитным экраном. На крайних в ряду камерах устанавливаются боковые защитные экраны.

Камеры КСО имеют изоляцию на номинальное напряжение 10 кВ. Трансформаторы напряжения, ОПН и силовые предохранители, силовые трансформаторы устанавливаются на напряжение 6 или 10 кВ.

Устройство и работа. Из камер КСО собираются распределительные устройства (РУ), служащие для приема и распределения электроэнергии. Принцип работы определяется совокупностью схем главных и вспомогательных цепей камер КСО.

Камера КСО представляет собой сборную металлоконструкцию, составные части которой сварены из листовых гнутых профилей.

Внутри размещена аппаратура главных цепей, реле защиты, управления. Рукоятки приводов и аппаратов управления, приборы учета, измерения и сигнализации расположены с фасадной стороны камеры КСО.

Доступ в камеру обеспечивают две двери: верхняя - в зону высоковольтного выключателя, трансформатора напряжения или предохранителя, и нижняя - в зону кабельных присоединений, силового трансформатора или разъединителей. Между дверью с аппаратурой вспомогательных цепей и высоковольтным выключателем установлена съемная перегородка, предотвращающая доступ в зону высокого напряжения. На камере имеются смотровые окна для обзора ее внутренней части.

В камере КСО имеется устройство для установки лампы внутреннего освещения (лампа накаливания 36 В), обеспечивающее безопасность замены перегоревшей лампы без снятия напряжения.

Сборные шины камеры КСО имеют с фасада сплошное ограждение со смотровыми окнами.

КОМПЛЕКТНЫЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫЕ ПОДСТАНЦИИ

Комплектная трансформаторная подстанция (КТП) - электрическая установка, предназначенная для приёма, преобразования и распределения электрической энергии трёхфазного переменного тока, состоящая из трансформатора, устройства со стороны ВН, распределительного устройства со стороны НН и комплектных токопроводов (шинопроводов), соединяющих эти элементы. Поставляется КТП в собранном или подготовленном для сборки виде.

Общей чертой комплектных трансформаторных подстанций является возможность быстрого монтажа и длительной безаварийной эксплуатации в тяжелых климатических условиях. Применение распределительных устройств современных конструкций позволяет эксплуатировать подключенные к централизованной системе управления станции в необслуживаемом режиме. Подстанции, как правило, оснащаются аппаратурой по выбору заказчика. Типовые решения рассчитаны на использование следующих основных компонентов:

- коммутационных аппаратов фирм ABB, Siemens, Schneider, Alstom, Tavrida Electric, Moeller, General Electric, Mitsubishi Electric, Terasaki, Holec
- устройств защиты и приборов учета фирм ABB, Siemens, Schneider, Alstom, Lumel, JM Tronic
- трансформаторов мощности и измерительных трансформаторов фирм ABB, Siemens, Alstom, Artech, Ritz, Polcontact

КТП 35 / 10(6) кВ

Трансформаторные подстанции типа КТП 35-10(6) предназначены для электроснабжения высоковольтных электроустановок различных отраслях хозяйственной деятельности трехфазным переменным током промышленной частоты 50 Гц номинальным напряжением 10(6) кВ.

Приемка электроэнергии подстанцией осуществляется от двух воздушных линий при номинальном напряжении 35 кВ, а распределение (после преобразования трансформатором 35/10(6) кВ) при номинальном напряжении 10(6) кВ.

В типовом 2-трансформаторном исполнении КТП состоит из следующих функциональных элементов:

- **РУ – 35 кВ** состоящего из одного или двух модулей транспортируемых отдельно и соединяемых между собой на месте установки подстанции.
- **Трансформаторного блока** состоящего из одного или двух интегральных модулей. Станция может комплектоваться как сухими в эпоксидной изоляции так и масляными трансформаторами.
- **РУ-10(6) кВ** состоящего из одного или двух модулей, транспортируемых отдельно и соединяемых между собой на месте установки подстанции

Трансформаторная подстанция типа КТП 35-10(6) подготовлена к работе в системах телемеханики, телесигнализации, телеизмерений и телеуправления.

Нормальная работа подстанции обеспечивается при указанных ниже климатических условиях:

Секция № 1 РУ-35кВ состоит из фидера ввода 35кВ, измерительной ячейки, фидера трансформатора 35/6кВ, ячейки трансформатора собственных нужд, блока низкого напряжения. **Секция № 2 РУ-35кВ** состоит из фидера ввода 35кВ, измерительной ячейки фидера трансформатора 35/6кВ, ячейки трансформатора собственных нужд, двух ячеек секционного выключателя. **РУ-10(6)кВ** состоит из 2-х секций 10(6)кВ собранных из шкафов D-12РТ двухэлементного исполнения.

Секции РУ-10(6)кВ идентичны и состоят из фидера ввода 10(6) кВ, измерительного шкафа, пяти фидеров воздушных линий 10(6) кВ (обычно по одному фидеру на токи 300,150,100А и два фидера 200А), фидера секционного выключателя (по требованию клиента конфигурация с выключателем в каждой секции или выключателем и разъединителем), шкафы питания конденсаторной батареи, шкафа конденсаторной батареи 10(6) кВ емкостью от 300 до 1200 кВАр (в зависимости от мощности силового трансформатора). Каждый модуль (контейнер) **10(6) кВ** дополнительно оснащается щитком питания цепей 220В; 50Гц и 110В = и щитком центральной сигнализации модуля (по желанию клиента).

КТП 10(6) / 0,4 кВ

Трансформаторные подстанции типа КТП 10(6) 0,4 предназначены для электроснабжения электроустановок и объектов сельского хозяйства трехфазным переменным током промышленной частоты 50Гц номинальным напряжением 10(6)кВ и 0,4кВ.

Приемка электроэнергии подстанцией осуществляется от двух воздушных линий при номинальном напряжении 10(6)кВ, а распределение

при напряжении 10(6)кВ и после преобразования трансформатором 10(6)/0,4кВ при номинальном напряжении 0,4кВ.

Комплектные трансформаторные подстанции (КТП) изготавливаются на заводах и крупноблочными узлами доставляются на место монтажа.

КТП 6-10/0,4-0,23 кВ внутренней и наружной установки широко применяются для электроснабжения промышленных предприятий, сельскохозяйственных и коммунальных потребителей. Такие КТП комплектуются силовыми трансформаторами типа ТНЗ с негорючим заполнителем, трансформаторами типа ТМЗ герметичного исполнения с азотной подушкой или обычными масляными трансформаторами ТМ, ТСМА мощностью 25 - 1000 кВА.

Комплектные трансформаторные подстанции сельскохозяйственного, как правило, выполняются наружной установки и предназначены для *приема, преобразования и распределения* электрической энергии потребителям.

Подстанция (рис. 4) состоит из распределительных устройств высокого и низкого напряжения, силового трансформатора. Основным элементом подстанции является силовой трансформатор типа I.

Трансформатор состоит из магнитопровода, обмоток высшего (ВН) и низшего (НН) напряжения, бака и крышки. Трансформаторы мощностью 63 кВА имеют обмотку из алюминия, а трансформатор 25 кВА - из меди. Распределительное устройство ВН (вводное устройство) 6-10 кВ представляет собой металлический шкаф (в котором установлены силовые предохранители ПК-6 или ПК-10) с проходными изоляторами установленными на крышке. Силовой трансформатор размещается под шкафом ввода и устанавливается на раме. Изоляторы ВН и НН трансформатора закрываются защитным металлическим кожухом, который крепится к крышке трансформатора задней части шкафа ввода. Трансформаторы ТМ-25, ТМ-40, ТМ-63 выполнены без охладителей; ТМ-160, ТМ-250, ТМ-400 – радиаторными.

Подстанции трансформаторные комплектные представляют собой однострансформаторные подстанции наружной установки и служат для приема электрической энергии трехфазного переменного тока частоты 50 Гц напряжением 6 или 10 кВ, преобразования в электроэнергию напряжением 0,4 кВ и снабжения ею потребителей в районах с умеренным климатом (от -40°C до $+40^{\circ}\text{C}$). КТП выполняется с кабельными или воздушными вводами и выводами в различных сочетаниях. При воздушном вводе КТП подключается к ЛЭП посредством разъединителя, который поставляется комплектно с КТП и устанавливается на ближайшей опоре.

В КТП на отходящих линиях установлены стационарные автоматы. Патроны высоковольтных предохранителей установлены внутри шкафа КТП. Подстанции обеспечивают учет активной электрической энергии. В КТП имеются электрические и механические блокировки, обеспечивающие безопасную работу обслуживающего персонала. В КТП имеется фидер наружного уличного освещения, который включается и отключается автоматически. Для создания нормальных условий работы низковольтной аппаратуры схемой предусмотрен обогрев. Однолинейная схема подключения КТП и схема её электрических соединений представлены на рис. 4 и 5.

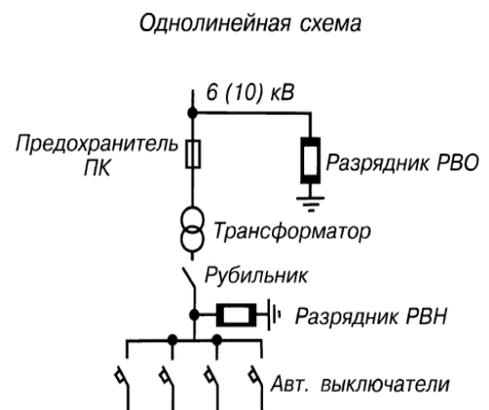


Рис. 4. Комплектная трансформаторная подстанция и её однолинейная схема

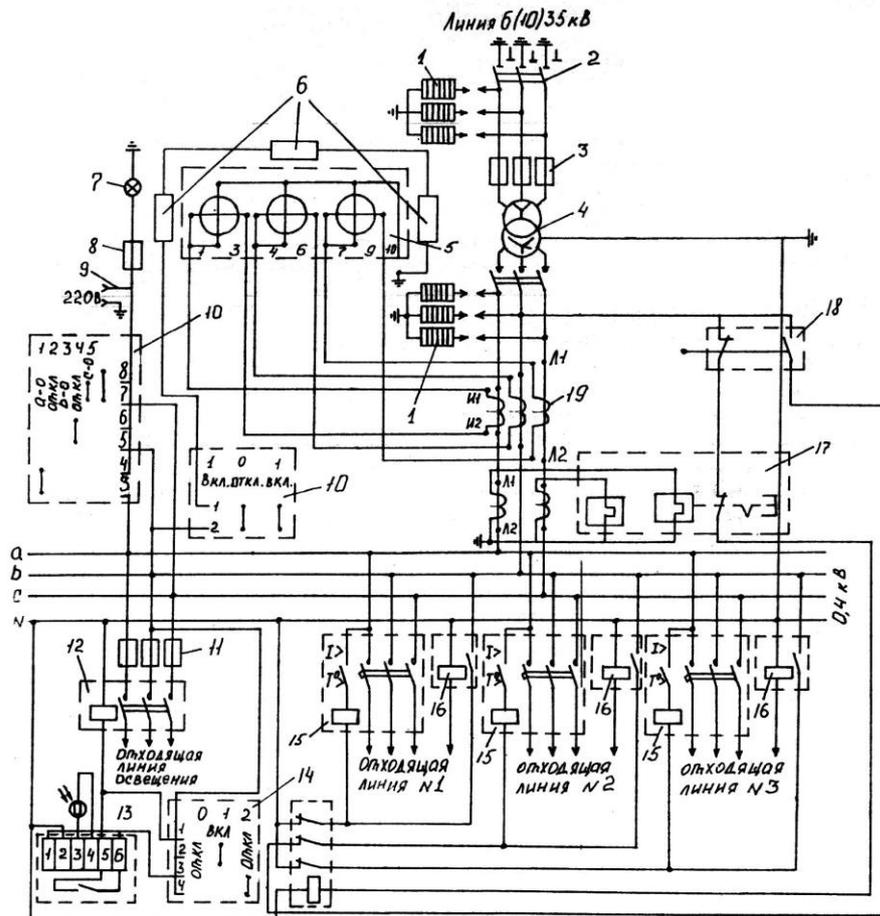


Рис.5. Схема электрических соединений КТП

ТЕСТЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Расшифруйте аббревиатуру КРУ.

Варианты ответа:

- 1) комплексные разрядные установки;
- 2) комплекс ремонтных устройств;
- 3) комплектное распределительное устройство.

2. Для чего предназначены КРУ?

Варианты ответа:

- 1) приёма и преобразования электрической энергии;
- 2) преобразования электрической энергии;
- 3) приёма и распределения электрической энергии;
- 4) преобразования и распределения электрической энергии.

3. В каких КРУ устанавливаются маломасляные выключатели?

Варианты ответа:

- 1) КРУ внутренней установки;
- 2) КРУ наружной установки.

4. Какую установку имеют шкафы КРУ серии К-63?

Варианты ответа:

- 1) внутреннюю;
- 2) наружную.

5. Сколько отсеков имеет шкаф КРУН серии К-VI-Y1?

Варианты ответа:

- 1) 2;
- 2) 3;
- 3) 5.

6. Какой выключатель может располагаться в отсеке выкатной тележки шкафа КРУН серии К-VI-Y1?

Варианты ответа:

- 1) АП-50;
- 2) ВМП-10 К;
- 3) ВМ-35;
- 4) ВС-10-63-2,5.

7. Сколько отсеков входит в состав ячейки КСО-6(10)-Э1?

Варианты ответа:

- 1) 2;
- 2) 3;
- 3) 5.

8. Какой выключатель используется в ячейке КСО-6(10)-Э1?

Варианты ответа:

- 1) многообъёмный масляный;
- 2) вакуумный;

- 3) маломасляный;
- 4) элегазовый.

9. Каково назначение КТП?

Возможные ответы:

- 1) приём и распределение электрической энергии;
- 2) приём и преобразование электрической энергии;
- 3) приём и распределение электрической энергии;
- 4) приём, преобразование и распределение электрической энергии.

10. Назовите классы номинальных мощностей КТП.

Возможные ответы:

- 1) 16, 25, 100, 250, 630 кВА;
- 2) 63, 160, 250 кВА;
- 3) 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 750, 1000 кВА.

11. Что входит в состав вводного устройства КТП?

Возможные ответы:

- 1) силовые предохранители и проходные изоляторы;
- 2) разъединитель и проходные изоляторы;
- 3) силовые предохранители и силовой трансформатор.

12. Какие изоляторы входят в состав вводного устройства?

Возможные ответы:

- 1) аппаратные;
- 2) опорно-стержневые;
- 3) опорно-штыревые;
- 4) проходные.

13. Какими аппаратами осуществляется защита отходящих линий от токов короткого замыкания?

Возможные ответы:

- 1) разрядниками;
- 2) разъединителями;

- 3) автоматическими выключателями;
- 4) магнитными пускателями.

14. Каким образом происходит управление уличным освещением?

Возможные ответы:

- 1) фотореле с магнитным пускателем;
- 2) автоматическим выключателем с фотореле;
- 3) фотореле.

15. Какие коммутационные аппараты входят в состав КТП?

Возможные ответы:

- 1) выключатель нагрузки, разъединитель, предохранители, заземляющий разъединитель, автоматические выключатели, рубильники, магнитный пускатель;
- 2) разъединитель, разрядник, автоматический выключатель;
- 3) предохранитель, рубильник, магнитный пускатель.

5.4. Лабораторная работа 4 «Высоковольтные выключатели»

Цель работы: изучить назначение, устройство и принцип действия различных марок высоковольтных выключателей

Программа работы:

1. Изучить конструкцию и принцип действия масляных, воздушных, вакуумных, элегазовых, электромагнитных и автогазовых выключателей
2. Нарисовать эскизы некоторых типов выключателей по заданию преподавателя.
4. Осуществить тестовый самоконтроль.
5. Ответить на вопросы преподавателя при защите Л.Р.

ОСНОВЫ ТЕОРИИ

Выключатель — это коммутационный аппарат, предназначенный для включения и отключения тока в нормальном и аварийном режимах..

Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение токов КЗ и включение на существующее короткое замыкание.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- надежное отключение любых токов (от десятков ампер до номинального тока отключения);
- быстрота действия, т. е. наименьшее время отключения;
- возможность пофазного управления для выключателей 110 кВ и выше;
- пригодность для быстродействующего автоматического повторного включения, т. е. быстрое включение выключателя сразу же после отключения;
- возможность пофазного (пополюсного) управления для выключателей 110 кВ и выше;
- легкость ревизии и осмотра контактов;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- удобство транспортировки и эксплуатации.

Выключатели высокого напряжения должны длительно выдерживать номинальный ток $I_{ном}$ и номинальное напряжение $U_{ном}$.

Выключатели характеризуются следующими параметрами:

1. *номинальный ток отключения* $I_{ном.откл}$ - наибольший ток короткого замыкания (действующее значение), который выключатель способен отключить при напряжении, равном наибольшему рабочему напряжению при заданных условиях восстановления напряжения и заданном цикле операций;

2. Допустимое относительное содержание аperiodической составляющей тока в токе отключения в %, которое определяется по кривой

$$\beta_n = \frac{i_{a \text{ ном}}}{\sqrt{2}I_{отк \text{ ном}}} 100\%$$

Нормированное значение β_n определяется для момента расхождения контактов τ . Если $\tau > 0,09$ с, то принимают $\beta_n = 0$

3. Цикл операций - выполняемая выключателем последовательность коммутационных операций с заданными интервалами между ними.

В эксплуатации выключатель может неоднократно включаться на существующее КЗ с последующим отключением, поэтому ГОСТ предусматривает для выключателей определенный цикл операций.

Если выключатели предназначены для автоматического повторного включения (АПВ), то должны быть обеспечены циклы:

О - 180 с - ВО - 180 с - ВО;

О - $\tau_{бт}$ - ВО - 180 с - ВО.

(для случая $U_{ном} \leq 220 \text{ кВ}$, то следующий цикл: О - $\tau_{бт}$ - ВО - 20 с - ВО;

О – операция отключения, ВО – включения и немедленного включения, 20(180) с – промежутки времени в сек.

$t_{бт}$ – гарантируемая для выключателей бестоковая пауза при АПВ (для выключателей с АПВ эта величина находится в пределах (0,3-1,2) с, без АПВ – 0,3с)

4. Стойкость при сквозных токах, характеризующаяся токами термической стойкости $I_{тер}$ и электродинамической стойкости $I_{дин}$ (действующее значение), $I_{дин}$ — наибольший пик (амплитудное значение);

Эти токи выключатель выдерживает во включенном положении без повреждений, препятствующих дальнейшей работе.

Завод-изготовитель должен выдерживать соотношение $i_{дин} = 2,55I_{отк \text{ ном}}$

5. Номинальный ток включения — ток КЗ, который выключатель с соответствующим приводом способен включить без приваривания контактов и других повреждений, при $U_{ном}$ и заданном цикле. В каталогах приводится действующее значение этого тока $I_{вкл \text{ ном}}$ и его амплитудное

значение $i_{вкл\ ном}$. Выключатели конструируются таким образом, что соблюдаются условия:

$$I_{вкл\ ном} \geq I_{отк\ ном}; \quad i_{вкл\ ном} = 1,8\sqrt{2I_{отк\ ном}}$$

6. Собственное время отключения t_{CB} — интервал времени от момента подачи команды на отключение до момента прекращения соприкосновения дугогасительных контактов.

Время отключения $t_{отк}$ — интервал времени от подачи команды на отключение до момента погасания дуги во всех полюсах.

Время включения $t_{вкл\ в}$ — интервал времени от момента подачи команды на включение до возникновения тока в цепи.

7. Параметры восстанавливающегося напряжения — в соответствии с нормированными характеристиками собственного переходного восстанавливающегося напряжения (ПВН).

8. Выключатели, не предназначенные для АПВ, должны допускать не менее пяти операций ВО при токах КЗ $0,6-1 I_{отк\ ном}$ без осмотра дугогасительного устройства. Выключатели, предназначенные для АПВ, должны допускать в тех же условиях от 6 до 10 операций ВО в зависимости

от $I_{отк\ ном}$

Основными частями всех выключателей являются:

- а) контактная система с дугогасительным устройством,
- б) токоведущие части,
- в) корпус,
- г) изоляционная конструкция,
- д) приводной механизм.

В зависимости от конструктивных особенностей и способа гашения

дуги выключатели делятся на:

- а) многообъемные масляные выключатели (баковые),

- б) маломасляные (малообъемные) выключатели,
- в) воздушные выключатели,
- г) элегазовые выключатели,
- д) автогазовые выключатели,
- е) электромагнитные выключатели,
- ж) вакуумные выключатели.

Отдельную группу занимают выключатели нагрузки.

По способу установки различают выключатели для внутренней, наружной установки и для комплектных распределительных устройств (КРУ).

МНОГООБЪЕМНЫЕ МАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

На рис. 1 показан баковый выключатель без специальных устройств для гашения дуги. Стальной бак 1 выключателя подвешен к литой чугунной крышке 3 с помощью болтов. Через крышку проходят шесть фарфоровых изоляторов 4, на нижних концах токоведущих стержней которых закреплены неподвижные контакты 7. Движение подвижным контактам 8 передается с помощью изолирующей тяги от приводного механизма. Во включенном положении отключающая пружина 5 сжата и выключатель удерживается защелкой привода, с которым он связан валом 6.

При отключении автоматически или вручную освобождается защелка и под действием пружины траверса быстро опускается вниз. При этом образуется разрыв на каждом полюсе выключателя. Возникшая дуга разлагает и испаряет масло 2, образуется газомаслянный пузырь, содержащий до 70% водорода. Возникающее давление внутри пузыря (до 100 Н/см²) повышает денонсирующую способность газов, что приводит к гашению дуги через 0,1 с. Кроме того на стенках бака имеются изоляционные покрытия 9.

Следует иметь в виду, что масло в бак заливается не полностью, т.к. при высоком давлении в момент гашения дуги может быть повреждена крышка бака в результате удара. Поэтому гашение дуги должно закончиться до того, как масло заполнит пространство под крышкой. Если уровень масла будет слишком низок, то газы попадут

под крышку сильно нагретыми, что может привести к взрыву смеси водорода с воздухом.

Поэтому в процессе эксплуатации *уровень масла должен постоянно контролироваться по маслоуказателю!*

После гашения дуги газовый пузырь охлаждается, проходя через слой масла над контактами, и выбрасывается наружу через газоотводную трубу.

Трехполюсные масляные выключатели серии ВМ-35(рис. 4.20) относятся к баковым многообъемным выключателям и предназначены для коммутации под нагрузкой электрических цепей трехфазного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 35 кВ и применяется как для внутренней, так и для внешней установок. Нормальная работа выключателя обеспечивается при установке его на высоте не более 1000 м над уровнем моря и температуре окружающей среды от +40° до - 40° С. Выключатели этой серии выполняются в открытых распределительных устройствах с приводом ШНР-35, а для внутренних установок с приводом ПП-67. Масляный выключатель типа ВМ-35 выпускается на номинальное напряжение 35 кВ, номинальный ток 600 А и номинальную мощность отключения при 35 кВ до 400 МВ·А.

Для наружных установок напряжением 35 кВ и выше применяются баковые выключатели, имеющие специальные дугогасительные устройства.

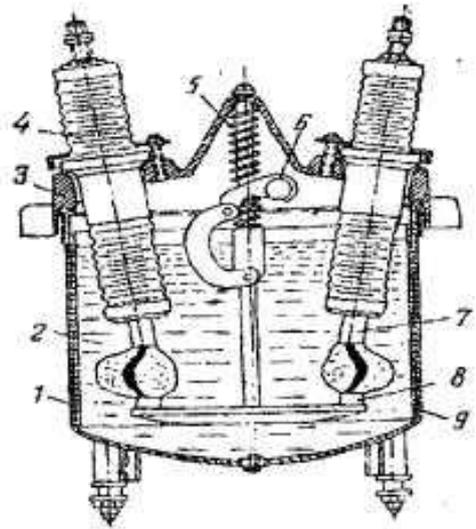


Рис. 1. Схематический разрез масляного бакового выключателя ВМ-35: 1 - стальной бак, 2 - масло, 3- крышка, 4 - проходной изолятор, 5 - отключающая пружина, 6 - вал выключателя, 7 - неподвижные контакты, 8 - подвижные контакты 9 - изоляция стенок бака

Дугогасительные устройства по принципу действия разделяются на три группы:

- 1) с авто дутьем,
- 2) с принудительным масляным дутьем,
- 3) с магнитным гашением дуги.

В первых, высокое давление и большая скорость движения газов в зоне дуги создаются за счет выделяющейся в дуге энергии. В устройствах с принудительным дутьем масло нагнетается с помощью специальных гидравлических механизмов, а в выключателях с магнитным гашением дуги она гасится за счет перемещения в узкие каналы и щели под действием магнитного поля.

В зависимости от расположения каналов дугогасительные камеры делятся на камеры с поперечным, продольным и встречно-поперечным дутьем.

Основные преимущества баковых выключателей:

- простота конструкции,
- высокая отключающая способность,
- пригодность для наружной установки,
- возможность установки встроенных трансформаторов тока.

К недостаткам следует отнести :

- взрыво- и пожароопасность,
- необходимость периодического контроля за состоянием и уровнем масла в баке и вводах.
- большой объем масла, что обуславливает большую затрату времени на его замену;
- необходимость больших запасов масла,
- непригодность к установке внутри помещений,
- непригодность для выполнения быстродействующего АПВ,
- большая масса, неудобство монтажа и обслуживания.

- большой объем масла требует организации специальной службы для сушки и очистки трансформаторного масла. Размещение камер в баке с маслом затрудняет их ремонт и осмотр. В процессе работы выключателя возникают большие ударные нагрузки на фундамент, что требует создания мощных фундаментов. Надежность масляных выключателей приближается к надежности воздушных выключателей.

Выключатели баковые масляные просты в изготовлении и относительно недорогие. И имеют, как правило, электромагнитные или пружинные приводы. Трансформаторы тока встроены в выключатель, что позволяет упростить распреедустройство и сократить стоимость и габариты всей установки.

В настоящее время выпускаются выключатели на номинальное напряжение 35—110 кВ.

МАЛОМАСЛЯНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

В этих выключателях масло служит только для гашения дуги и не выполняет изоляционных функций. Изоляция полюсов между собою и по отношению к земле выполняется из фарфора, стеатита, литой смолы. Изоляцией между полюсами выключателя служит также воздух. По существу малообъемный выключатель представляет собою как бы дугогасительную камеру бакового выключателя, помещенную вне бака на изолирующих опорах.

Во всех конструкциях малообъемных выключателей с продольным, поперечным или смешанным дутьем при размыкании контактов возникает сильная струя масла, которая интенсивно охлаждает ствол дуги и деионизирует его. При этом наиболее эффективным оказалось поперечное масляное дутье.

Малообъемные масляные выключатели изготавливаются на все напряжения до 500 кВ включительно и номинальные мощности отключения до 10 ГВ А. Их несомненным достоинством является малое количество

масла, небольшие габариты и масса, а также относительно низкая стоимость. Значительно меньшая взрыво- и пожаро-опасность делает возможным их установку не только в открытых, но и в закрытых распределительных устройствах. Однако сильная зависимость отключающей способности от отключаемого тока, сложность осуществления многократных АПВ и непригодность для работы с частыми отключениями ограничивает их применение менее ответственными узлами системы, где требования к выключателям облегчены.

Масло в этих выключателях в основном служит дугогасящей средой и только частично изоляцией между разомкнутыми контактами. Изоляция токоведущих частей друг от друга и от заземленных конструкций: осуществляется фарфором или другими твердыми изолирующими материалами. Контакты выключателей для внутренней установки находятся в стальном бачке (горшке), отсюда сохранилось название выключателей «горшковые». Маломасляные выключатели напряжением 35 кВ и выше имеют фарфоровый корпус. Самое широкое применение имеют выключатели 6—10 кВ подвешенного типа. В этих выключателях корпус крепится на фарфоровых изоляторах к общей раме для всех трех полюсов. В каждом полюсе предусмотрен один разрыв контактов и дугогасительная камера.

По такому типу изготавливают выключатели ЗМГ-10 (выключатель масляный горшковый) и ВПМ-10, а ранее изготавливались выключатели ВМГ-133.

Конструкция маломасляных выключателей 35 кВ и выше продолжает совершенствоваться с целью увеличения номинальных токов и отключающей способности. В мировой практике маломасляные выключатели изготавливаются на напряжения до 420 кВ.

Область применения маломасляных выключателей — закрытые распределительные устройства электростанций и подстанций 6, 10, 20, 35 и 110 кВ, комплектные распределительные устройства 6, 10 и 35 кВ и открытые распределительные устройства 3-5, 110 и 220 кВ.

Малообъемные масляные выключатели получили преимущественное распространение в установках до 20 кВ, а также выше 330 кВ, где они успешно конкурируют с воздушными выключателями.

Малообъемные (горшковые) выключатели применяются в закрытых и открытых распределительных устройствах всех напряжений. Масло в этих выключателях служит только для гашения дуги. Изоляция токоведущих частей осуществляется твердым диэлектриком (фарфором). Контакты выключателя для внутренней установки находятся в стальном баке (горшке).

Полос выключателя состоит из изоляционного цилиндра, торцы которого армируются металлическими фланцами. На верхнем фланце изоляционного цилиндра укреплен корпус из алюминиевого сплава, внутри которого расположены приводной механизм, подвижный контактный стержень, роликовое токосъемное устройство и маслоотделитель.

Во включенном положении контактный стержень находится в розеточном контакте. При отключении привод освобождает отключающую пружину, находящуюся в раме выключателя, и под действием ее силы вал выключателя поворачивается, движение передается изоляционной тяге, а от нее приводному механизму.

В первый момент контактный стержень закрывает каналы дугогасительной камеры. Давление в этот момент резко возрастает, масло заполняет буферный объем, сжимая воздух. При открывании стержня создается поперечное дутье газами и парами масла. При переходе тока через нулевое значение давление в газовом пузыре снижается и сжатый воздух буферного объема как поршень нагнетает масло в область дуги, дуга гаснет. Время гашения дуги не превышает 0,025 с.

После гашения пары масла и газы попадают в верхнюю часть корпуса, где пары масла конденсируются, а газ выходит наружу через отверстие в крышке. Бестоковая пауза, за время которой происходит заполнение камеры маслом, при АПВ достигает 0,5 с.

Маломасляные выключатели по конструктивным особенностям можно разбить на следующие основные четыре группы:

- маломасляные подвешного типа (серии ВМП-10). Номинальный ток до 3150 А, номинальный ток отключения до 31,5 кА, номинальное напряжение 10 кВ;
- маломасляные колонкового типа (серии ВК-10). Номинальный ток до 3150 А номинальный ток отключения до 31,5 кВ, номинальное напряжение 10 кВ;
- маломасляные горшкового типа для генераторов (серии МГГ). Номинальный ток до 11 200 А, номинальный ток отключения до 90 кА, номинальное напряжение до 20 кВ;
- маломасляные выключатели для наружных установок серий ВМУЭ-35, ВМТ-110 и ВМТ-220.

Номинальное напряжение до 220 кВ, номинальный ток до 2000 А, номинальный ток отключения 40 кА.

Преимущество маломасляных выключателей:

- небольшие габариты и масса;
- малое количество масла; пожаробезопасны;
- имеют приводы пружинные и электромагнитные;
- удобный монтаж на тележке КРУ (серий ВМП-10, ВК-10).

Использование маломасляных выключателей серий ВМТ-110 и ВМТ-220 позволяет отказаться от громоздких и тяжелых баковых и воздушных выключателей. К недостаткам этих выключателей следует отнести небольшой ресурс при номинальном токе и при токе КЗ (серии ВМП, ВК). Показатели надежности такие же, как у баковых масляных выключателей.

Рассмотрим некоторые типы маломасляных (малообъемных) выключателей.

Маломасляные выключатели класса 10 кВ серии ВПМ-10 (рис. 2) предназначены для коммутации электрических цепей в нормальном режиме работы и для автоматического отключения этих цепей при токах короткого замыкания и перегрузках, возникающих при ненормальном и аварийном режимах работы установок. Выключатели пригодны для работы при однократном повторном включении (АПВ). Тип выключателя определяется применяемым в



Рис. 2. Масляные выключатели серии ВПМ

его управлении приводом: для выключателей типа ВПМ-10 применяются электромагнитные приводы постоянного тока типа ПЭ-11 или пружинные приводы типа ПП-67; для выключателей типа ВПМП-10 применяются пружинные приводы ППО-10. Каждый тип выключателей имеет несколько типоразмеров в зависимости от величины номинального тока, места присоединения привода. Выключатели предназначены для работы в следующих номинальных условиях: высота над уровнем моря — до 1000 м; температура окружающего воздуха: исполнение УЗ — от минус 25 до +35, исполнение У2 — от минус 25 до +40°С. При более низкой температуре необходимы подогревательные элементы в КРУ или помещении РУ, которые должны обеспечивать подогрев воздуха не ниже вышеуказанной температуры на все время работы выключателей. Относительная влажность окружающего воздуха не должна превышать 80% при температуре +20°С; окружающая среда взрыво- и пожаробезопасная, содержание пыли и газов не должно превышать норм для атмосферы типа II по ГОСТ 15150-69. Выключатели должны встраиваться в металлические негерметичные оболочки (камеры) КРУ.

Типоразмеры выключателей имеют следующие основные конструктивные отличия: полюсы выключателей на номинальный ток 630 и 1000 А (номинальный ток отключения — 20 кА) выполнены в цельном

изоляционном цилиндре; полюсы выключателей на номинальный ток 630, 1000 (номинальный ток отключения - 31,5 кА) и 1600 А имеют в верхней части металлические ребристые корпуса, а выключатели имеют изоляционные кожухи.

ВОЗДУШНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Воздушные выключатели принадлежат к группе выключателей — газовым. В них для гашения дуги и деионизации дугового промежутка используется сжатый воздух, обдувающий дугу в продольном или поперечном направлении.

Принцип гашения дуги сжатым воздухом заключается в том, что межконтактный промежуток обдувается чистым сжатым воздухом, лишенным заряженных частиц. При этом дуга и ее опорные поверхности интенсивно охлаждаются, а ее сечение уменьшается. Одновременно этот же поток воздуха выносит из межконтактного промежутка продукты горения дуги, представляющие собой хорошо проводящую среду. Место этих продуктов теперь занимает свежий неионизированный воздух, способный выдержать напряжение, восстанавливающееся на контактах выключателя. Задача дугогасительной камеры заключается в быстром и полном замещении ионизированной среды свежим, обладающим высокой электрической прочностью воздухом.

Существует два типа дугогасительных камер, получивших распространение на практике. В камерах первого типа поток сжатого воздуха

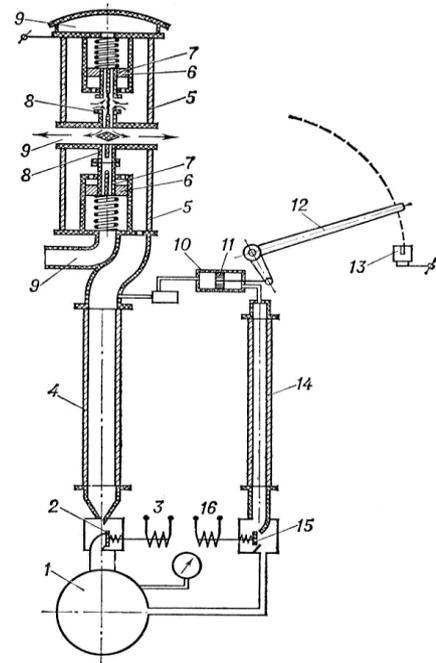


Рис. 1. Схема дугогасительной камеры выключателя на напряжение до 55 кВ: 1 — резервуар со сжатым воздухом; 2 — дутьевой клапан; 3 — электромагнит; 4 — воздухопровод; 5 — дугогасительная камера; 6 — поршень; 7, 8 — контакты; 9 — отводные каналы; 10 — цилиндр; 11 — поршень; 12, 13 — контакты отделителя; 14 — воздухопровод; 15 — клапан; 16 — электромагнит.

параллелен стволу дуги. Это так называемая камера продольного дутья. В других — поток гасящего воздуха перпендикулярен оси ствола дуги. Их называют камерами поперечного дутья.

Камеры продольного дутья имеют преимущественное распространение во всем диапазоне напряжений от 3 до 750 кВ, на которые строятся выключатели, так как они позволяют создать аппарат, отвечающий самым жестким требованиям по номинальной мощности отключения, номинальному току и быстродействию. Камеры поперечного дутья из-за громоздкости конструкции и больших габаритов применяются ограниченно, лишь в выключателях 6—20 кВ.

Отключающая способность воздушного выключателя ограничивается появлением обратного подпора давления. Большие токи короткого замыкания дросселируют поток дутья, создавая за соплом противодействие из-за чрезмерного нагревания сжатого воздуха. При этом возникает «закупорка» сопла и дутье резко ухудшается. Число повторных зажигания дуги зависит от того, будет ли противодействие, возникшее после первой полуволны тока, повышаться дальше. Хорошо рассчитанные и сконструированные выключатели гасят дугу уже после первой полуволны, самое позднее — после третьего перехода тока через нуль.

Так же как и у масляных выключателей, повышение отключающей способности воздушных выключателей достигается увеличением количества разрывов дуги, число которых достигает у выключателя 750 кВ, например, шестнадцати. Для выравнивания распределения напряжения между разрывами параллельно с ними подключают шунтирующие сопротивления, которые одновременно замедляют скорость повышения восстанавливающегося напряжения и еще увеличивают тем самым отключающую способность выключателя. Поскольку воздушные выключатели не обладают свойством демпфирования восстанавливающегося напряжения, их разрывы шунтируются сопротивлениями небольших значений (например, 2—3 кОм на разрыв). Такие сопротивления не только

замедляют скорость повышения восстанавливающегося напряжения, но и существенно снижают его пики. Ввиду больших значений остаточных токов в этом случае отделитель выключателя дополняется выключателем нагрузки.

Простым средством повышения отключающей способности воздушных выключателей и улучшения их эксплуатационных свойств является повышение давления воздуха, применяемое в последних конструкциях.

Для равномерного распределения напряжения по разрывам используют омические и емкостные делители напряжения.

В настоящее время выключатели серии ВВБ модернизированы. Новые выключатели ВВБК (крупномодульные) работают при давлении воздуха 4 МПа, а в камере гашения дуги кроме основного дутья, как и в серии ВВБ, имеется дополнительное дутье через неподвижные контакты с продувкой продуктов горения через полые токоведущие стержни вводов. Это позволило увеличить отключаемый ток до 50 — 56 кА, а количество модулей в полюсе снизить: на 330 кВ вместо четырех модулей (ВВБ) в серии ВВБК — два модуля, на 500 кВ вместо шести модулей — четыре, на 750 кВ вместо восьми — шесть.

Воздушные выключатели имеют следующие *достоинства*: взрыво- и пожаробезопасность, быстродействие и возможность осуществления быстродействующего АПВ, высокую отключающую способность, надежное отключение емкостных токов линий, малый износ дугогасительных контактов, легкий доступ к дугогасительным камерам, возможность создания серий из крупных узлов, пригодность для наружной и внутренней установки.

Недостатками воздушных выключателей являются необходимость компрессорной установки, сложная конструкция ряда деталей и узлов, относительно высокая стоимость, трудность установки встроенных трансформаторов тока.

Наибольшее распространение среди масляных имеют малообъемные выключатели. Опыт показал, что оба типа выключателей — воздушные и малообъемные масляные — пригодны для всех напряжений и мощностей

короткого замыкания. Однако внутри определенного диапазона напряжений каждый из этих типов имеет свои преимущества, вытекающие из технических и экономических соображений.

Нормально для отключения больших токов к. з. оба типа выключателей подходят одинаково хорошо. Отключающая способность выключателей, которые устанавливаются до реактора или за ним, т. е. в кабельных сетях среднего напряжения, должна быть по возможности не зависимой от частоты восстанавливающегося напряжения. В этом отношении определенное преимущество имеют малообъемные масляные выключатели. Лишь воздушный выключатель среднего напряжения с одним разрывом и с двухступенчатым гашением дуги может конкурировать в этих сетях с малообъемными масляными выключателями.

При неуспешном АПВ (цикл О—ВО) при втором отключении к. з. выключатель должен, как и при первом отключении, развивать полную отключающую способность. Это требует очень быстрого восстановления электрической прочности его межконтактного промежутка после первого отключения. В этом отношении воздушные выключатели с их непрерывно подводимой к дуговому промежутку не зависящей от тока гасящей средой превосходят малообъемные масляные выключатели. Последние сравнимы с воздушными выключателями только в случае, когда у них имеются устройства для принудительного гашения дуги.

При отключении малых индуктивных токов (холостой ход трансформаторов и ЗРОМ) воздушные выключатели без шунтирующих сопротивлений приводят к более высоким перенапряжениям по сравнению с малообъемными выключателями, у которых в этом случае благоприятную роль играет остаточная проводимость межконтактного промежутка, облегчающая повторное зажигание дуги. Этот недостаток отпадает, однако, у воздушных выключателей высокого напряжения с многократным разрывом и с шунтирующими сопротивлениями. В воздушных выключателях среднего напряжения с одним разрывом можно избежать этого недостатка, если их

снабдить сопротивлениями для двухступенчатого последовательного гашения дуги.

Отключение емкостного тока без повторного зажигания дуги воздушные выключатели производят значительно лучше, чем малообъемные, имеющие зависимую от тока характеристику гашения дуги. Малообъемный выключатель может соревноваться в этом отношении с воздушным только при наличии у него комбинированного дутья

Итак, в техническом отношении в диапазоне напряжений 6—110 кВ оба типа выключателей равноценны. В диапазоне 110—750 кВ воздушные выключатели лучше малообъемных, при этом их преимущества сказываются тем больше, чем выше напряжение. Для напряжений 500 кВ и выше в настоящее время могут рассматриваться только воздушные выключатели. С точки зрения экономического сравнения можно привести следующие соображения. Изготовление малообъемных масляных выключателей значительно проще, чем воздушных на те же напряжения и с такими же параметрами. Следовательно, малообъемные выключатели дешевле воздушных при одинаковых напряжениях и характеристиках. Однако разница в стоимости в пользу малообъемных выключателей уменьшается с повышением номинального напряжения. При напряжениях около 110 кВ разница в стоимости исчезает. Малообъемные выключатели в тех же диапазонах напряжений также имеют меньшие эксплуатационные издержки. Таким образом, расчетные затраты меньше для малообъемных выключателей. Эта разница в затратах и экономическое преимущество малообъемных выключателей уменьшаются с повышением номинального напряжения выключателей и исчезают совсем при напряжении 110 кВ.

ВАКУУМНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

В последние годы мировая практика электроаппаратостроения ориентируется на направление, связанное с применением новых нетрадиционных видов изоляции. В частности, в области создания коммутационных аппаратов для электрических сетей напряжением 6-35 кВ в настоящее время стали доминирующими вакуумные выключатели. Так, доля вакуумных выключателей в общем количестве выпускаемых аппаратов в странах Европы и США достигает 70%, в Японии 100%. В России в последние годы эта доля имеет постоянную тенденцию к росту и составляет более 50%. Вакуум как дугогасительная и изолирующая среда благодаря своим замечательным свойствам позволяет создавать коммутационные аппараты в простейшем с конструктивной точки зрения виде. Резюмируя целый ряд преимуществ вакуумных выключателей перед традиционно применяемыми в средних классах напряжения масляными и электромагнитными выключателями, можно выделить основные:

- высокая надежность;
- низкие затраты на обслуживание.

Применение вакуумной техники особенно оправданно для работы с частыми коммутациями рабочих токов, например для коммутации реакторов, конденсаторных устройств компенсации реактивной мощности промышленных дуговых печей, где присутствуют не только частые коммутации, но и довольно большой коммутируемый ток, для пусков и переключений электродвигателей мощностью от десятков до тысяч киловатт. Многие повреждения, особенно в воздушных сетях, являются по природе временными. Например, межфазное дуговое замыкание, вызванное ударом молнии или схлестыванием проводов из-за сильного ветра. В таких обстоятельствах целесообразным видится быстрое отключение аварийного участка для прекращения дугового разряда с последующим восстановлением питания аварийного участка, на котором причина

возникновения замыкания к этому моменту, как правило, исчезает. Вся операция занимает доли секунды. Аппараты, предназначенные для таких целей, называют реклоузерами. Большинство современных промышленных реклоузеров являются вакуумными, поскольку они лучше всего соответствуют предъявленным требованиям к массогабаритным показателям, быстродействию и минимизации энергопотребления при выполнении операций.

Предельные параметры вакуумных выключателей, достигнутые в серийном производстве, составляют по номинальному току 4000 А, по току отключения – 100 кА при 7,2 кВ и 31,5 кА при 35 кВ. Таким образом, в последние годы усилия разработчиков направлены не на повышение основных параметров аппаратов, а на создание более экономичных конструкций и повышение их надежности. По первому направлению работа идет, в основном, по пути совершенствования конструкции и технологии изготовления вакуумных дугогасительных камер, стоимость которых является определяющим фактором стоимости вакуумного выключателя в целом. В области создания приводов традиционного типа (пружинно-моторные, пружинно-рычажные) возможности с точки зрения снижения производственных затрат практически исчерпаны. Второе направление – повышение надежности вакуумных выключателей – в основном связано с повышением надежности их приводов, так как надежность камер при современной технологии производства практически безупречна. Однако при сохранении традиционного подхода к проектированию выключателя маловероятно ожидать существенного повышения надежности аппарата и снижения производственных издержек.

В вакуумных выключателях гашение дуги при коммутации электрической цепи осуществляется в вакуумной дугогасительной камере (ВДК), которая состоит из изоляционной цилиндрической оболочки, снабженной по концам металлическими фланцами, внутри которой помещаются подвижный и неподвижный контакты и электростатические

экраны. Неподвижный контакт жестко крепится к одному фланцу, а подвижный соединяется с другим фланцем сильфоном из нержавеющей стали, обеспечивающим возможность перемещения контакта без нарушения герметичности ВДК. Экраны предназначены для защиты оболочки от брызг и паров металла, образующихся при горении дуги, а также для выравнивания распределения напряжения по камере. Оболочка ВДК изготавливается из специальной газоплотной керамики (в некоторых конструкциях — из стекла). Внутри оболочки создается вакуум. В ВДК применяют контакты торцевого типа достаточно сложной конфигурации, выполненные из специальных сплавов. В выключателях напряжением до 35 кВ, предназначенных для работы в сетях трехфазного переменного тока промышленной частоты, используются три ВДК (по одной на полюс выключателя), снабженные общим приводом — пружинным или электромагнитным. При напряжении выше 35 кВ в каждом полюсе выключателя используются несколько ВДК, соединенных последовательно.

При отключении сначала размыкаются рабочие, а затем дугогасительные контакты, между которыми возникает дуга. Электромагнитный контур создает электродинамические силы, которые вместе с воздушным потоком, созданным поршневым устройством, перебрасывают дугу на передний дугогасительный рог. При включении катушки магнитного дутья создается магнитное поле, взаимодействующее с током дуги и претягивающее дугу со скоростью до 30 м/с внутрь дугогасительной камеры. При движении вверх дуга удлиняется, попадая в щели камеры. Соприкасаясь со стенками камеры, дуга охлаждается и через 0,01 - 0,02 с гаснет.

Преимущества вакуумных выключателей:

Достоинства вакуумных выключателей, обеспечивающие им преимущества перед другими типами выключателей на средние напряжения:

- 1) Автономность работы.

Автономность работы определяется отсутствием масляного и компрессорного хозяйств. Вакуумная дугогасительная камера (ВДК) не требует пополнения дугогасящей среды. Приводные устройства вакуумных выключателей (ВВ) могут работать от сети как постоянного, так и переменного тока.

Это позволяет в значительной мере снизить расходы на содержание парка ВВ по сравнению с масляными или воздушными выключателями.

2) Высокая эксплуатационная надежность.

Интенсивность отказов ВВ на порядок ниже по сравнению с масляными или электромагнитными выключателями.

3) Механический ресурс и быстродействие.

Высокий механический ресурс ВВ обусловлен в первую очередь тем, что ход контактов ВДК составляет от 6 до 10 мм при напряжении 10 кВ. Для масляных и электромагнитных выключателей на это же напряжение ход контактов достигает 100-200 мм. Эта особенность наряду с малой массой подвижных контактов ВВ обеспечивает высокое быстродействие, что позволяет применять ВВ в схемах быстродействующих устройств.

4) Высокая коммутационная износостойкость.

Число отключений номинальных токов, допускаемое без ревизий и ремонта ВДК, достигает 10-20 тысяч, а номинальных токов отключения (токов короткого замыкания) - от 20 до 200 в зависимости от типа ВДК и значения тока. При эксплуатации маломасляных выключателей необходимо производить ревизию после 500-1000 отключений номинального тока или 3-10 отключений номинального тока отключения. Для воздушных выключателей эти цифры составляют 1000-2500 и 6-15 отключений соответственно. Высокая коммутационная износостойкость позволяет значительно сократить расходы по обслуживанию ВВ, а также перерывы в электроснабжении, связанные с выполнением регламентных работ. Обслуживание ВВ сводится к периодической смазке механизма привода и проверке износа контактов один раз в 5-10 лет или через 5-10 тысяч

отключений. Замена ВДК производится через 20-25 лет или после 20-30 тысяч операций.

5) *Безопасность эксплуатации и культура обслуживания.* Для ВВ характерны малая энергия привода, малые динамические нагрузки и отсутствие выброса газов, масла. Масса ВВ значительно ниже массы выключателей других типов при одинаковых номинальных параметрах тока и напряжения. Все это обеспечивает бесшумность работы, повышает культуру обслуживания и предотвращает загрязнение окружающей среды. Герметичное исполнение ВКД и отсутствие среды, поддерживающей горение, обеспечивает высокую пожаро - и взрывобезопасность и возможность работы в агрессивных средах.

Недостатки вакуумных коммутационных аппаратов: К недостаткам можно отнести:

- Более высокая стоимость по сравнению с маломасляными выключателями.

- Генерация перенапряжений. Для вакуумных выключателей характерен очень маленький разрыв между контактами и высокая скорость отключения. То есть выключатель может разрывать дугу до перехода тока через ноль. От этого и возникают перенапряжения. В ранее использовавшихся маломасляных выключателях было большое расхождение контактов, и пока дуга разрывалась,

синусоида успевала проходить через ноль, перенапряжения не было. А перенапряжение для кабельной сети - это опасно. Необходимо иметь ограничители перенапряжения. Проблема коммутационных перенапряжений сформировалась на основе раннего опыта эксплуатации первых вакуумных камер в ряде стран. С тех пор имеются большие достижения в разработке контактных материалов, дающих малый ток среза и, следовательно, обеспечивающих низкий уровень перенапряжений при отключении нагрузки. Кроме того, проблема коммутационных перенапряжений при необходимости может быть эффективно решена путем применения достаточно простых

защитных устройств. Следует учитывать также, что коммутационные перенапряжения не являются специфической особенностью вакуумных коммутационных аппаратов, а присущи и другим типам выключателей.

- Возможность потери вакуума и вызываемые этим последствия. Имевшие место на начальном этапе освоения вакуумных выключателей опасения из-за возможной потери вакуума в ВДК оказались несущественными, так как накопленный мировой опыт эксплуатации ВВ в распределительных сетях показал, что потеря вакуума не создает серьезных проблем и не приводит к созданию аварийных ситуаций.

Преимущества вакуумных коммутационных аппаратов в наибольшей степени проявляются в электроустановках с частыми коммутациями. С этой точки зрения эффективным является применение их в схемах управления электродвигателями и печными трансформаторами.

Вакуумный выключатель внутренней установки класса 10 кВ типа ЗАН5 (рис. 4)

предназначен для коммутации электрических цепей в нормальном и аварийном режимах работы с номинальным током отключения 20 кА. Выключатель устанавливается в ячейках КРУ, КСО. Является самым экономичным выключателем из аналогов, присутствующих на российском рынке.



Рис. 4. Вакуумный выключатель типа ЗАН5

Изготавливаются по требованиям и из комплектующих Siemens. Выключатель ЗАН5 входит в состав широко используемой во всем мире серии ЗАН, которая закрывает диапазоны номинального напряжения 7,2—36 кВ, номинального тока 800—12000 А, номинального тока отключения 13,1—80 кА. Тип привода — пружинный с мотор-редуктором.

Преимущества и отличительные особенности:

- малая потребляемая мощность вторичных цепей: $I_{пит.} = 1,6—3$ А при $U_{пит.} = 110—230$ В, что в несколько раз ниже даже самых экономичных аналогов,
- свободный от обслуживания ресурс - 10000 операционных циклов,
- оптимальные масса и габаритные размеры,
- изготовлен по требованиям и из комплектующих Siemens, обеспечивающих высокое качество и надежность.

Вакуумные выключатели внутренней установки класса 10 кВ серии ВБКЭ-10 (рис. 5) предназначены для коммутации электрических цепей в нормальном и аварийном режимах работы с номинальными токами отключения 20 и 31,5 кА.

Выключатели предназначены для работы при следующих номинальных условиях: высота над уровнем моря — до 1000 м; температура окружающего воздуха — от минус 25 до +50°C; относительная влажность окружающего воздуха не должна превышать 80% при температуре +20°C, верхнее значение - 98% при температуре +25°C (без конденсации влаги); окружающая среда - взрыво- и пожаробезопасная, содержание пыли и газов не должно превышать норм для атмосферы типа II по ГОСТ 15150-69; выключатели предназначены для работы в операциях ВО и обеспечивают выполнение циклов О-0,3с-ВО-180с-ВО, О-180с-ВО-180с-ВО, 0-0,3с-ВО-20 с-ВО.

газовой изоляции заметным остаточным изменениям и малая загрязнённость под действием дуги и короны.

Электрическая прочность газовой изоляции в однородных или слабо неоднородных полях увеличивается с ростом давления и при определённых условиях может превысить электрическую прочность трансформаторного масла, фарфора и высокого вакуума.

Единственным газом, наиболее полно удовлетворяющим требованиям для изолирующих сред выключателей, является элегаз. Чистый газообразный элегаз совершенно безвреден, химически не активен, поэтому в обычных эксплуатационных условиях он не действует ни на какие материалы, применяемые в аппаратостроении, обладает повышенной теплоотводящей способностью и является очень хорошей дугогасительной средой, позволяющей производить отключение очень больших токов при больших скоростях восстановления напряжения. В однородном поле электрическая прочность элегаза в 2,3-2,5 раза выше прочности воздуха.

Низкие температуры сжижения и сублимации дают возможность при обычных условиях эксплуатировать элегазовые аппараты без специального подогрева. Элегаз не горит и не поддерживает горения, следовательно, элегазовые аппараты являются взрыво- и пожаробезопасными.

Стоимость элегаза существенно зависит от объёма его производства. При большом его потреблении стоимость единицы объёма элегаза, имеющего такую плотность, при которой достигается равная с маслом электрическая прочность, незначительно будет отличаться от стоимости единицы объёма масла. Но при правильной эксплуатации элегаз не стареет и не требует поэтому такого тщательного ухода за собой, как масло.

В элегазовых выключателях количество выделяемой энергии не только на порядок больше, чем в вакуумных выключателях, но она идет, в основном, на нагрев и разложение элегаза с повышением давления в полюсах выключателей.

Прочность полюсов элегазовых выключателей рассчитана на давления, возникающие при нормальных процессах отключения тока КЗ. При отказе в отключении тока КЗ, например, из-за утечки и снижения давления элегаза, в полюсах возникают сверхвысокие давления. В этом случае разрыв корпусов полюсов наиболее вероятен со всеми вытекающими из этого тяжелыми последствиями: повреждение оборудования, выброс ядовитых продуктов разложения элегаза, возможность получения травм обслуживающим персоналом и др.

Кроме разгерметизации полюсов у элегазовых выключателей имеется еще много возможных причин отказа в отключении тока КЗ, которые обусловлены более сложной конструкцией дугогасительного устройства по сравнению с конструкцией ВДК и сложностью конструкции самого выключателя.

Разгерметизация ВДК значительно менее вероятна, чем полюсов элегазовых выключателей, т.к. все детали корпуса ВДК и сильфон спаиваются серебряным припоем, тогда как у элегазовых выключателей существуют уплотнения, качество которых не может сравниться с качеством серебряного спая. К тому же, качество серебряного спая контролируется трижды – при изготовлении ВДК, при выпуске выключателей и при вводе их в эксплуатацию путем измерения электрической прочности продольной изоляции.

Разгерметизация ВДК возможна при воздействии на неё дуги тока КЗ или механических внешних ударов по керамике корпуса. Такие случаи имели место в эксплуатации с вакуумными выключателями стандартной конструкции.

Основные достоинства элегаза: высокое напряжение пробоя (в 2,5 — 3 раза выше, чем в воздухе); пожаро- и взрывобезопасность; высокая химическая стабильность; быстрое гашение дуги в коммутационных аппаратах.

Характерным признаком элегазовых баковых выключателей является расположение дутогасительной камеры в заземленном металлическом корпусе. Благодаря такой конструкции, имеющийся внутри элегаз изолирует все токоведущие части контактной группы от корпуса. Подключение к высоковольтной линии осуществляется при помощи фарфоровых или полимерных газонаполненных вводов.

Трансформаторы тока укрепляются непосредственно на водном изоляторе, благодаря чему отпадает необходимость их отдельной установки. Элегазовый баковый выключатель имеет преимущества в том случае, если для защиты конструкции требуется применение нескольких трансформаторов тока на один полюс выключателя. Возможность установки трансформаторов тока перед и после дутогасительной камеры позволяет выполнить схему защит на данном выключателе в экономичном исполнении. Более того, так относительно проще производить замену трансформатора тока.

Дополнительное преимущество: баковые элегазовые выключатели особенно устойчивы к землетрясениям, благодаря своей компактной конструкции и благодаря низкому расположению центра тяжести.

У элегазовых колонковых выключателей (рис. 6) дугогасительная камера расположена в изоляторе, который может быть изготовлен из фарфора или из комбинированного материала и находится под высоким напряжением, уровень которого определяет длина изолятора, требуемая для камеры. Для изоляционной конструкции высокого уровня напряжения несколько дугогасительных камер

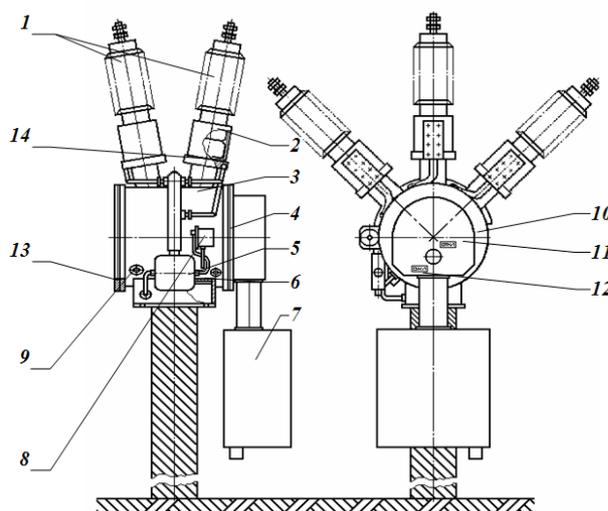


Рис. 6. Общий вид выключателя ВГБ-35.
1-ввод; 2-трансформатор тока; 3-бак; 4-фланец; 5-клемная коробка; 6-устройство подогревательное; 7-шкаф с приводом; 8-сигнализатор давления; 9-клапан; 10-крышка; 11-механизм; 12,13,14-кольца уплотнительные.

соединяются последовательно в элегазовом колонковом выключателе и монтируются на опорной изоляционной конструкции. Трансформаторы тока устанавливаются отдельно, перед или за элегазовым колонковым выключателем. Следующим отличительным свойством элегазовых колонковых выключателей является наличие сравнительно маленькой газовой камеры. Преимущество малого объема газа приводит к сокращению объема работ по техническому обслуживанию. Чтобы обеспечить безопасную работу элегазовых колонковых выключателей в сейсмических зонах, выключатели могут быть укреплены на антифрикционной установке.

Устройство. Общий вид выключателя ВГБ-35 приведен на рис. 10. Выключатель состоит из трех полюсов, размещенных в одном баке³, и управляется электромагнитным приводом⁷ постоянного или переменного тока. Имеется вариант установки выключателя на удлиненной свае с установкой привода на удлиненной дистанционной трубе (на 500 мм по сравнению с базовым вариантом) и дополнительным креплением привода к свае. Включение выключателя происходит за счет энергии включающего

электромагнита привода⁷, отключение - за счет отключающих пружин выключателя, взведение которых происходит в процессе включения. Бак³, вмещающий в себя трехполюсное контактно-механическое устройство (КМУ), укомплектован шестью вводами¹ со встроенными трансформаторами тока² типа ТВЭ-35, клапаном⁹, подогревательным устройством^б, сигнализатором давления ⁸ и клеммной коробкой⁵.

Бак 3 заполняется на заводе-изготовителе элегазом, соответствующим ТУ 6-02-1249. Давление заполнения, приведенное к 20°C, указано в технических данных. Внутри, на дне бака, закреплен тканевый мешок с адсорбентом, который поглощает как возможную влагу, так и газообразные продукты разложения, образующиеся при горении дуги.

АВТОГАЗОВЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Гашение дуги в автогазовых выключателях производится потоком газов, образующихся при разложении изоляционного материала стенок дугогасительной камеры под действием дуги. Стенки камеры изготавливаются из синтетических материалов (органическое стекло, формальдегидная смола, фибра), обладающих хорошими газогенерирующими характеристиками и не склонными к коптеобразованию. Фибра применяется менее широко из-за ее способности сильно деформироваться под влиянием влаги.

В автогазовом дутьевом устройстве со щелевым каналом. Дуга, возникшая при отключении, вытягивается подвижным контактом в узкий кольцевой канал. Давление газов внутри канала повышается до тех пор, пока контакт при своем движении вниз не откроет боковое выхлопное отверстие. После этого начнется интенсивное истечение газов через зону дуги в это отверстие, что и приведет к гашению дуги.

Автогазовые выключатели ВГ-10 изготавливались для напряжений и 10 кВ и на номинальные токи 200 и 400 А для номинальной мощности отключения 300 МВА. Они широко применялись в малых установках 6—10 кВ с небольшими токами короткого замыкания, однако в последнее время

уступают свое место малообъемным масляным выключателям. Принцип автогазового дутья в настоящее время продолжает использоваться в выключателях нагрузки.

В системах электроснабжения городов и промышленных предприятий достаточно широко распространены выключатели нагрузки ВН-16, ВН-17 на 6—10 кВ с простейшей дугогасительной камерой, имеющей вкладыши из органического стекла. Однако эти выключатели не могут включаться на ток КЗ, равный току динамической стойкости, и допускают сравнительно малое количество отключений номинального тока.

В настоящее время эти выключатели модернизированы в серию ВН-10. Они могут снабжаться предохранителями ПК-6 или ПК-10 для защиты от токов КЗ, автоматическим устройством для отключения при срабатывании предохранителя, приводом ПРА и заземляющими ножами.

На базе предохранителя ПСН-35 создан автогазовый выключатель УПС-35У1.

Достоинства автогазовых выключателей: отсутствие масла; небольшая масса.

Недостатки: быстрый износ твердого дугогасителя, относительно большой износ контактов или их разрушение (в выключателе УПС).

ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Электромагнитные выключатели для гашения дуги не требуют ни масла, ни сжатого воздуха, что является большим преимуществом их перед другими типами выключателей. Выключатели этого типа выпускают на напряжение 6—10 кВ, номинальный ток до 3600 А и ток отключения до 40 кА.

В этих выключателях дуга горит в воздухе при атмосферном давлении и гасится магнитным дутьем. Дуга при помощи магнитного дутья быстро удлиняется настолько, что напряжение на ней становится выше напряжения сети и она гаснет.

Магнитное дутье создается электромагнитом, катушка которого включается последовательно в контур дуги. Важным элементом выключателя является камера гашения, которая способствует растягиванию и охлаждению дуги. Конструктивные схемы наиболее распространенных типов щелевых камер гашения электромагнитных выключателей приведены на.

Большое значение для надежной работы электромагнитного выключателя имеет материал стенок камеры гашения. Этот материал должен обладать большой теплоемкостью и жаростойкостью. В настоящее время для этой цели используют жаростойкую керамику. Хорошие результаты дала керамика с небольшим содержанием циркония.

На выхлопной части камеры гашения обычно устанавливается деионизатор, представляющий собой гребенчатую решетку из изолированных друг от друга металлических пластин. Горячие ионизированные газы, выбрасываемые из камеры, попадают в решетку и, охлаждаясь, денонсируются там, ограничивая зону ионизации над верхним срезом камеры. Кроме того, деионизатор демпфирует звуки выхлопа при работе камеры.

Электромагнитный выключатель принадлежит к числу быстродействующих: дуга гасится в нем за 10—20 мс. Быстро возрастающее в процессе отключения сопротивление дуги играет роль токоограничивающего сопротивления, вводимого последовательно в отключаемую цепь. Поэтому значение тока короткого замыкания к моменту обрыва дуги уменьшается, также уменьшается сдвиг фаз между напряжением системы и током цепи и, следовательно, снижается коэффициент превышения амплитуды. Все это делает работу электромагнитного выключателя не зависимой от собственной частоты сети.

Выключатели серии ВЭ на различные токи отключения отличаются размерами дугогасительных камер.

При малых отключаемых токах значение электродинамической силы, затягивающей дугу в камеру, недостаточно и для перемещения дуги используются воздушные поршневые устройства.

Большим преимуществом электромагнитных выключателей является их полная взрыво- и пожаробезопасность. Также к достоинствам можно отнести малый износ дугогасительных контактов, пригодность для работы в условиях частых включений - отключений, относительно высокая отключающая способность. Большие размеры камеры гашения в этих выключателях ограничивают их применение на высоких напряжениях (выше 15 кВ). У нас в стране электромагнитные выключатели выпускаются на номинальные напряжения 6 и 10 кВ с номинальной мощностью отключения 200 и 400 МВА. Эти выключатели используются главным образом в установках собственных нужд электрических станций и для коммутации косинусных конденсаторных батарей. Также к недостаткам можно отнести сложность конструкции дугогасительной камеры, ограниченный предел номинального напряжения, ограниченная пригодность для наружной установки.

ТЕСТЫ ДЛЯ САМОКОНТРОЛЯ

1. Для чего предназначен выключатель?

Возможные ответы:

- 1) для коммутации электрических цепей высокого напряжения под нагрузкой;
- 2) для коммутации электрических цепей высокого напряжения без токов нагрузки;
- 3) для отключения электрических цепей при коротких замыканиях;
- 4) 1)и2); 5) 1)и3); 6) 2)и3).

2. Чем характеризуется устойчивость выключателя при сквозных токах короткого замыкания?

Возможные ответы;

- 1) током термической устойчивости;
- 2) предельным сквозным током; 3) 1) и 2).

3. Что такое время отключения выключателя?

Возможные ответы:

- 1) время от подачи команды на отключение до размыкания дугогасительных контактов;
- 2) время от подачи команды на отключение до погасания дуги на всех полюсах.

4. Что устанавливается последовательно с выключателями нагрузки?

Возможные ответы:

- 1) плавкие предохранители; 2) разрядники;
- 3) разъединители; 4) короткозамыкатель.

5. Какой ток электродинамической стойкости выдерживает корпусно-изоляционная система выключателя нагрузки?

Возможные ответы:

- 1) 5кА, 2) 10кА; 3) 25кА; 4) 81 кА.

6. Каково собственное время отключения выключателя нагрузки?

Возможные ответы:

- 1) $< 0,1\text{с}$; 2) $< 0,5\text{с}$; 3) $< 1\text{ с}$; 4) $< 2,5\text{с}$.

7. Для какой цели служит масло в баковых выключателях?

Возможные ответы:

- 1) для изоляции токоведущих частей; 2) для гашения дуги; 3) 1) и 2).

8. Почему в баковых выключателях масло заливается не полностью?

Возможные ответы:

- 1) произойдёт взрыв; 2) может быть повреждена крышка бака.

9. Какой принцип гашения дуги используется в выключателе ВМ-35?

Возможные ответы:

- 1) автодутьё, 2) принудительное масляное дутьё; 3) магнитное гашение дуги

10. Каково время гашения дуги в малообъёмных (горшковых) выключателях?

Возможные ответы:

1) 0,1 с; 2) 0,15 с; 3) 0,025 с; 4) 0,05 с; 5) 0,02 с.

11. Для используется масло в малообъёмных выключателях?

Возможные ответы:

1) для гашения дуги; 2) для изоляции токоведущих частей; 3) 1) и 2)

12. Как осуществляется гашение дуги в воздушных выключателях?

Возможные ответы:

1) сжатым воздухом; 2) элегазом, 3) гидравлической системой.

13. Что используется для гашения дуги в элегазовых выключателях?

Возможные ответы:

1) устройство вращения дуги, 2) устройство дробления дуги; 3) устройство растягивания дуги.

14. Что применяется для гашения дуги в вакуумных выключателях?

Возможные ответы:

1) газ; 2) элегаз; 3) электромагнитный контур; 4) поршневое устройство; 5) катушка магнитного дутья; 6) 1) и 3); 7) 2) и 4), 8) 3), 4) и 5).

15. Отношение вакуумных выключателей к взрыво- пожароопасности?

Возможные ответы:

1) взрывоопасен; 2) пожароопасен, 3) 1) и 2); 4) взрыво- пожаробезопасен.

16. Основной недостаток вакуумных выключателей?

Возможные ответы:

1) взрыво- пожароопасность;
2) невозможность использования УАПВ, 3) генерация перенапряжений.

17. Где расположена дугогасительная камера у колонковых выключателей?

Возможные ответы:

- 1) в изоляторе; 2) в баке.

18. Как осуществляется выбор выключателя любого типа?

Возможные ответы:

- 1) по длительному току;
 2) по напряжению;
 3) по отключающей способности;
 4) 1) и 2); 5) 2) и 3); 6) 1) и 3); 7) 1) 2) и 3).

19. Расшифровать аббревиатуру: ВПМ?

Возможные ответы:

- 1) выключатель с пружинным приводом малогабаритный;
 2) выключатель подстанционный, маломасляный;
 3) воздушный подстанционный выключатель, модернизированный;
 4) выключатель с пружинным приводом, маломасляный.

5.5. Лабораторная работа 5 «Дополнительное коммутационное оборудование ЭС и ПС»

Цель работы:

Изучить назначение, устройство и принцип действия дополнительного коммутационного электрооборудования электрических станций и подстанций.

Программа работы:

1. Изучить назначение, виды, конструкцию и принципы действия приводов высоковольтных выключателей.
2. Изучить назначение, виды, принципы выполнения и действия коммутационного оборудования: разъединителей, короткозамыкателей и отделителей.

3. Нарисовать эскизы электрооборудования по выбору преподавателя.
4. Изучить схему совместной работы короткозамыкателя, разъединителя и короткозамыкателя.
5. Осуществить самопроверку по прилагаемым тестовым заданиям.
6. Выполнить отчёт по лабораторной работе и ответить на вопросы преподавателя при её защите.
7. Время выполнения работы – 4 часа.

ОСНОВНЫЕ ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. Приводы выключателей

Приводы высоковольтных выключателей должны обеспечивать надежное включение цепей, а также отключение при возникновении аварийных режимов.

Основными частями привода являются:

- включающий механизм,
- запирающий механизм, удерживающий выключатель во включенном положении;
- расцепляющий механизм, освобождающий защелку при отключении.

Во избежание приваривания контактов включение привода должно производиться быстро, тем самым уменьшается пауза при АПВ. Отключение происходит за счет силы сжатых или растянутых отключающих пружин.

Классификация приводов

В зависимости от используемого источника энергии приводы к высоковольтным выключателям разделяют на: ручные (штурвальные или рычажные) и двигательные.

Ручные приводы применяются для маломощных выключателей. Отключение этих приводов может быть автоматическим (ПРБА, ПРА), получающее питание от источников постоянного или переменного тока.

Двигательные приводы подразделяют на *приводы прямого действия* (электромагнитные, с дистанционным управлением, потребляющие электроэнергию непосредственно во время включения от вспомогательного источника питания) и *приводы косвенного действия* (пружинные, грузовые, пневматические, осуществляющие включение за счет предварительно запасенной энергии).

Пружинный привод является приводом косвенного действия. Пружина, необходимая для включения привода заводится вручную или при помощи специального двигателя небольшой мощности.

Виды приводов

Ручной привод типа ПРГ-6УХЛ1

Назначение. Предназначен для оперирования контактными ножами и заземлителями разъединителей новой серии РГ на номинальные напряжения 110 и 220 кВ.

Условное обозначение. В структуре условного обозначения привода ПРГ-6-XXУХЛ1 принято: **П** - привод; **Р** – ручной; **Г** - коммутирующие устройства типа ПУ на базе герконов;

6 - модификация; **XX** - исполнение в зависимости от количества коммутируемых вспомогательных цепей ПУ; **00** - 16 цепей (для разъединителей); **01** - 8 цепей (для заземлителей); **УХЛ1** - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69.

Конструкция. Привод состоит из двух блоков: исполнительного и управления. Связь между блоками осуществляется электрическим кабелем при монтаже на месте эксплуатации.

Блок управления представляет собой шкаф, в котором размещены электрические аппараты управления, защиты и сигнализации. На дне шкафа установлен электрический обогреватель и размещены кабельные вводы. Дверь шкафа установлена на шарнирах, имеет встроенный внутренний замок и закрывается специальным ключом через отверстие в ручке двери.

Исполнительный блок состоит из мотор-редуктора, блока коммутации, выполненного на переключающих устройствах типа ПУ, зубчатой конической передачи для ручного оперирования (при наладочных работах и аварийных ситуациях) при помощи съемной рукоятки, обогревательного устройства, установленного в корпусе блока. Передача движения от выходного вала мотор-редуктора на коммутирующее устройство, осуществляется с помощью "мальтийского" механизма. Все узлы исполнительного блока смонтированы в корпусе, который закрывается дверью на шарнирах. Дверь исполнительного блока имеет встроенные спецзамки, как и на блоке управления, которые закрываются тем же ключом, что и блок управления. Как и в блоке управления, доступ к отверстию специального замка может перекрываться дужкой навесного замка. Конструкция привода защищена свидетельством РФ на полезную модель.

На рис. 1 изображен пружинный привод типа ППМ-10, предназначенный для работы с выключателями ВМГ-10 и ВМП-10. Его отличием является наличие

специального моторного редуктора с маховиком, поглощающим избыточную энергию в начале включения и отдающим накопленную энергию в конце включения.

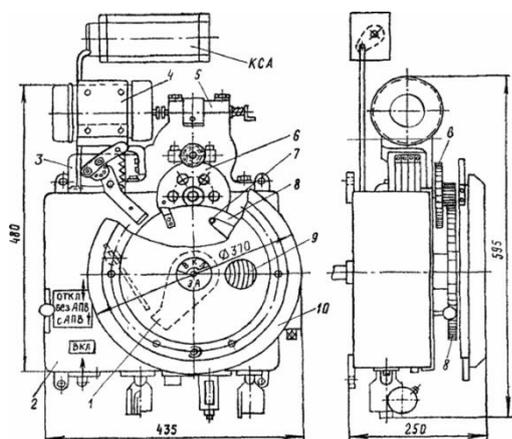


Рис. 1. Пружинный привод с моторным редуктором ППМ-10:

1 – заводной рычаг; 2 – корпус; 3 – конечный выключатель; 4 – мотор; 5 – редуктор; 6 – шестерня ночей передачи; 7 – ролик ведущей собачки; 8 – шестерня взвода; 9 – спиральная пружина; 10 – штурвал.

Тем самым устраняется основной недостаток пружинных приводов – уменьшение тягового усилия в конце хода включения вследствие уменьшения деформации пружины. Завод пружины производится двигателем 4 через редуктор 5. Движение от редуктора передается шестеренке взвода 8, свободно вращающейся на переднем подшипнике. Ведущая собачка упирается роликом 7 в зуб рычага 1 и заводит спиральную пружину 9. Запорно-пусковой механизм привода удерживает пружину в заведенном состоянии. После освобождения заводящего рычага энергия заведенной спиральной пружины автоматически поворачивает вал выключателя на включение. Пружинный привод допускает механическое АПВ, импульс для которого дается благодаря освобождению включающего механизма привода. Кроме того пружинные приводы могут оснащаться схемами электрического АПВ с необходимой выдержкой времени. *Достоинством* данного привода является то, что они не требуют для своего управления источника постоянного тока, а к недостаткам следует отнести их малую мощность, поэтому они применяются в основном для масляных выключателей 6 – 10 кВ.

Электромагнитные приводы (рис.2) относятся к приводам прямого действия, т.е. энергия необходимая для включения сообщается приводу в процессе самого включения от источника большой мощности.

Достоинством электромагнитного привода является простота конструкции и надежность работы, а недостатком – большой потребляемый ток, а вследствие этого необходимость мощной аккумуляторной батареи. Кроме того привод типа ПЭ имеет значительное время включения (до 1 с).

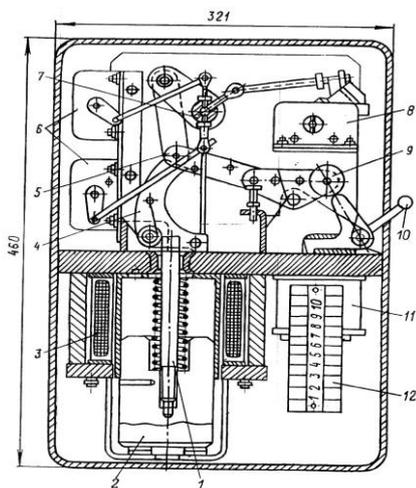


Рис. 2. Привод электромагнитный ПЭ-11:

1- шток; 2- сердечник; 3- катушка электромагнита; 5- ролик; 6- блок-контакты; 7- вал выключателя; 8- блок-контакты управления; 9- рычаг механизма свободного расцепления; 10- рычаг ручного отключения; 11- электромагнит отключения; 12- зажимы.

Привод пружинный ППО-10 предназначен дистанционного и автоматического управления масляными выключателями типа ВПМП-10-20/630 и ВПМП-10-20/1000.

Привод является приводом непрямого (косвенного) действия. Заводка рабочих пружин осуществляется электродвигателем. В случае необходимости возможно ручное управление приводом. Конструкция позволяет создать 28 вариантов схем защиты, выполненных на встроенных электромагнитах и расцепителях прямого действия. Область применения – распределительные устройства различной конструкции на электрических станциях и подстанциях, комплектация камер КСО и шкафов КРУ.

Привод ППО-10 является аналогом привода ПП-67, широко применяемого в энергетике. Отличается от предшественника более простой конструкцией, надёжной и устойчивой работой.

Пневматический привод (рис. 3) обеспечивает быстрое включение выключателя за счет энергии сжатого воздуха. Отличие от электромагнитного привода заключается в том, что вместо электромагнита применяется пневматический цилиндр с поршнем. Сжатый воздух подается от компрессора, обслуживающего воздушные выключатели или от баллона со сжатым воздухом, установленном непосредственно на приводе.

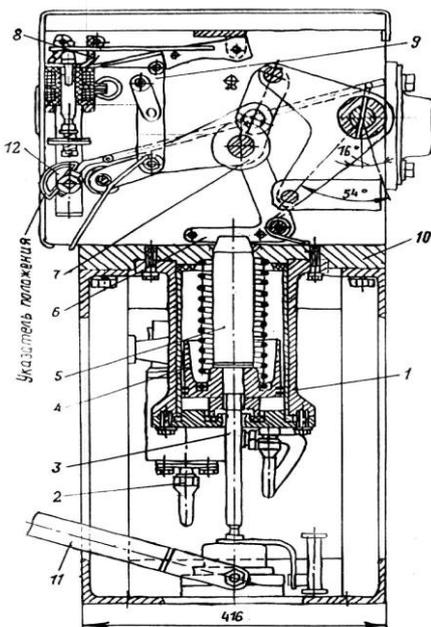


Рис. 3. Привод пневматический ПВ-30.

1- цилиндр; 2- фланец воздухопровода; 3- шток демпфера; 3- поршень; 5- шток; 6- удерживающая защелка; 7- подъемный ролик; 8- электромагнит отключения; 9- система рычагов свободногорасцепления; 10- корпус привода; 11- домкрат для ручного включения; 12- указатель положения.

Пневматические приводы не требуют установки мощного источника постоянного тока, а схема дистанционного управления работает на токе не превышающем нескольких ампер.

Пневмогидравлические приводы – это усовершенствованные пневматические приводы. В них движение подвижной системы выключателя передается от гидроцилиндра с поршнем. Поршень приводится в действие сжатой жидкостью (маслом). Высокое давление жидкости создается за счет сжатого газа. Этой энергии хватает на шесть включений. Время включения таких приводов – до 0,25 с.



Разъединители

Разъединители являются простейшими коммутационными аппаратами, используемыми на электрических станциях и подстанциях, и предназначены для включения и отключения электрических цепей высокого напряжения при отсутствии токов нагрузки и создания в них видимого разрыва. Контактная

система разъединителей не имеет дугогасительных устройств, поэтому при ошибочном отключении нагрузки возникает устойчивая дуга, которая приводит к повреждению оборудования и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. В этой связи необходимым требованием при работе с разъединителями является следующее: *прежде чем оперировать разъединителем, электрическая цепь должна быть **разомкнута с помощью выключателя!***

К разъединителям предъявляются следующие одинаковые требования:

- разъединитель должен создавать видимый разрыв цепи;
- должен быть электродинамически и термически устойчивым;
- должен допускать четкое включение и отключение при экстремальных условиях работы (обледенение, снег, дождь, ветер);
- должен иметь наиболее простую конструкцию, удобную для монтажа и эксплуатации.

Классифицируются разъединители по следующим признакам:

- по числу полюсов - одно- и трехполюсные;
- по конструкции - рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа;
- по способу установки - с вертикальным и горизонтальным расположением ножей;
- по роду установки - для внутренних и наружных установок.

Разъединители для внутренней установки. Для внутренней установки применяются однополюсные (РВО) или трехполюсные (РВ, РВК и др.) разъединители. Трехполюсные разъединители могут выполняться на общей раме или на отдельных рамах для каждого полюса. Отдельные полюсы объединяются общим приводным валом.

На токи до 1000 А нож разъединителя выполняется из двух медных полос, на большие токи применяются ножи из трех-четырех полос.

В разъединителях рубящего типа (рис.1) нож вращается вокруг одного из неподвижных контактов. Движение ножу передается от вала через

фарфоровые тяги. Необходимое давление в контактах создается пружинами.

Включение и отключение главных ножей осуществляется электродвигательным приводом, позволяющим производить эти операции дистанционно. Во включенном и отключенном положениях разъединитель надежно фиксируется системой рычагов привода, чтобы исключить самопроизвольное отключение или включение.

Разъединители выбирают по номинальному напряжению и току, роду установки и проверяют на термическую и динамическую стойкость **токам** короткого замыкания.

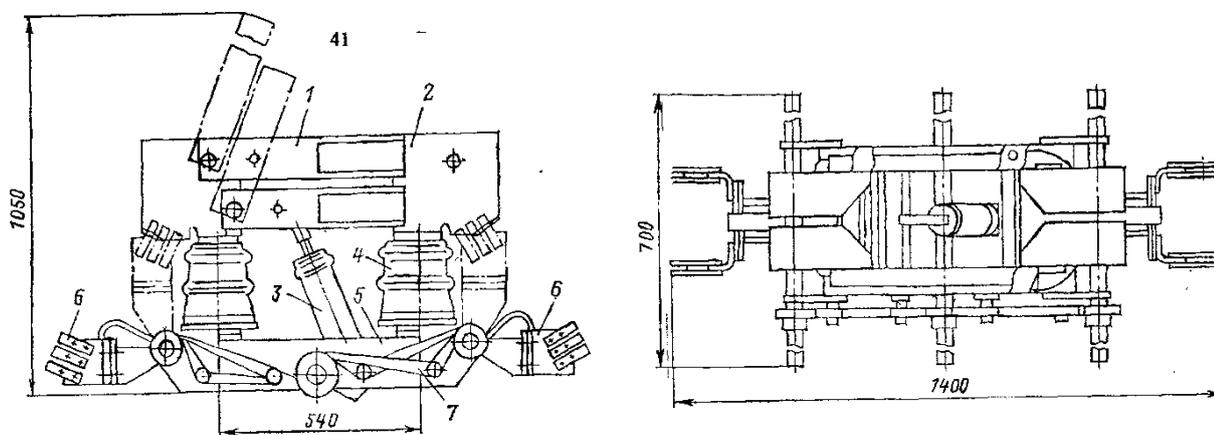


Рис. 4. Разъединители рубящего типа для внутренней установки с двумя заземляющими ножами РВРЗ-2-20/8000 (один полюс).

1 – подвижные ножи, 2 – неподвижный контакт, 3 – фарфоровая тяга, 4 – опорный изолятор, 5 – рама, 6 – заземляющие ножи, 7 – механическая блокировка между главными и заземляющими ножами.

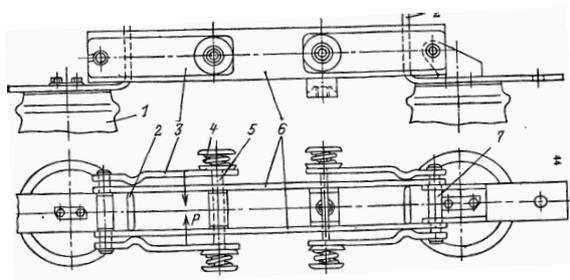


Рис 5. Контактная система разъединителей рубящего типа

1 – изолятор, 2 – неподвижный контакт, 3 – стальные пластины, 4 – пружины, 5 – стержень, 6 – нож, 7 – ось.

Разъединители для наружной установки

Разъединители, устанавливаемые в открытых распределительных устройствах, должны обладать соответствующей изоляцией и надежно выполнять свои функции в неблагоприятных условиях окружающей среды.

Разъединители рубящего типа.

Разъединитель имеет два заземляющих ножа, привод главных ножей - электродвигательный (ПДН), а у заземляющих ножей - ручной. Недостатком этого разъединителя является его большие габариты, что усложняет его монтаж и эксплуатацию. Кроме того, в случае обледенения, для разрушения корки льда ножу разъединителя необходимо сообщать поступательно-вращательное движение, чем усложняется кинематика привода.

Разъединители горизонтально поворотного типа.

Они выпускаются на напряжение 10 - 750 кВ. В этих аппаратах главный нож состоит из двух частей, как и у разъединителей рубящего типа, но эти части перемещаются в горизонтальной плоскости при повороте колонок изоляторов, на которых закреплены. Один полюс является ведущим, к нему присоединен привод. Движение к двум другим полюсам (ведомым) передается тягами. Эти разъединители могут иметь один или два заземляющих ножа. Контактная часть разъединителя состоит из ламелей, укрепленных на конце одного ножа, и контактной поверхности на конце другого ножа. При включении нож входит между ламелями. Давление в контакте создается пружинами. Достоинством этих аппаратов является их значительно меньшие габариты и более простой механизм управления. Кроме того, в случае обледенения, при отключении нож разъединителя как бы «ломается» на две части, поэтому значительно облегчается работа привода.

Пантографические разъединители со складывающимися ножами имеют очень сложную конструкцию. В нашей стране распространение не получили.

Подвесные разъединители. Они имеют подвижную контактную систему,

состоящую из груза, снабженного пружинящими лапами и контактными наконечниками, к которым приварены токоведущие провода. Вся система подвешена на гирлянде изоляторов к порталу. Неподвижная контактная система состоит из кольца, укрепленного на опорных изоляторах или на трансформаторе тока. В отключенном состоянии подвижный контакт поднят. При включении освобождается трос, идущий к приводу, груз опускается вниз и наконечники приходят в соприкосновение с кольцом. В результате цепь — замыкается.

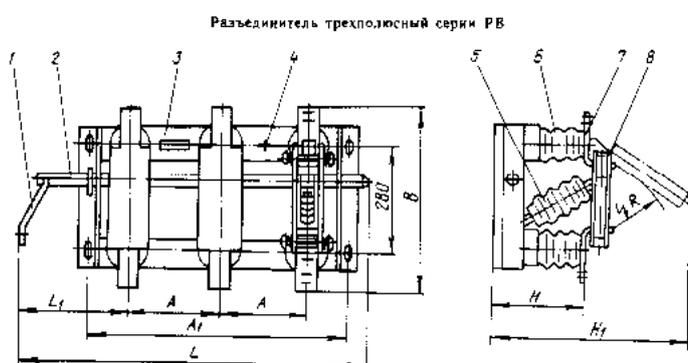


Рис. 6. Трёхполюсный разъединитель серии РВ:

1 – рычаг; 2 – вал; 3 – рама; 4 – болт заземления; 5 – тяга изоляционная; 6 – изолятор опорный; 7 – контакт; 8 – нож контактный

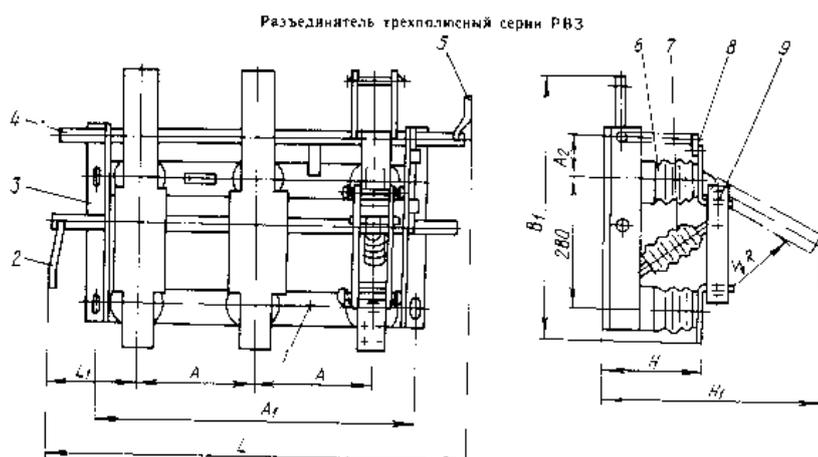


Рис. 7. Трёхполюсный разъединитель серии РВЗ:

1 – болт заземления; 2 – рычаг; 3 – рама; 4 – вал заземления; 5 – рычаг; 6 – изолятор опорный; 7 – тяга изоляционная; 8 – контакт; 9 – нож контактный.

Короткозамыкатели и отделители

Короткозамыкатели. Короткозамыкатель – это автоматически включающийся разъединитель, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания.

Двухполюсные Короткозамыкатели применяют в установках 35 кВ (рис. 8),

при срабатывании которых создается искусственное двухфазное короткое замыкание. Однополюсные короткозамыкатели применяют в сети с заземленной нейтралью напряжением 110 кВ и выше.

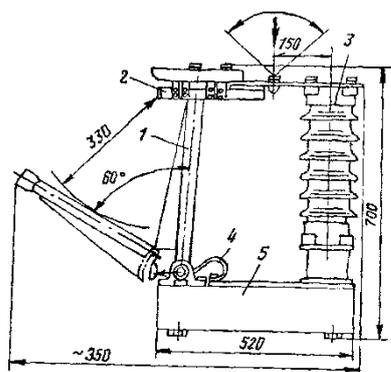


Рис. 8. Короткозамыкатель КЗ – 35.

1 – нож, 2 – неподвижный контакт, 3 – изолятор, 4 – шинка заземления, 5 – рама.

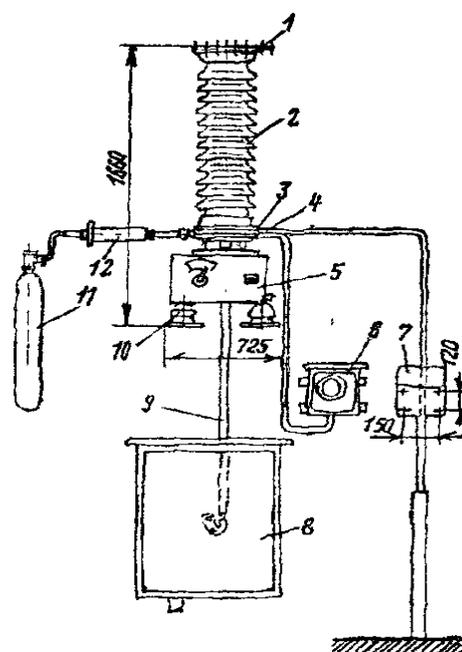


Рис. 9. Короткозамыкатель с элегазовым наполнителем КЭ – 110.

1 – контактный вывод, 2- контактная камера, 3 – гидравлический затвор; 4 – присоединение заземляющей шины, 5- основание, 6 –мановакуумметр, 7 – трансформатор тока ТЛ – 0,5, 8 – привод, 9 –тяга, 10 – изолятор, 11 – баллон с элегазом, 12- фильтр.

Отделители

Отделитель закрытого исполнения с элегазовым наполнением предназначен для отключения и включения токов намагничивания силовых трансформаторов и зарядных токов линий

В конструкцию отделителя входят три полюса, установленные на общем основании. Токоведущие провода присоединяются к контактным выводам на верхнем и среднем фланцах. Внутри контактной камеры находится неподвижный контакт розеточного типа и полый подвижный контакт с экраном. Включение происходит за счет пружин привода ППО. Давление в контактах создается за счет сжатой пружины и пружинящего розеточного контакта. Отключение происходит автоматически за счет отключающих пружин, расположенных в основании отделителя.

Короткозамыкатель и отделитель, устанавливаемые на подстанциях, работают в строго определенной последовательности, а именно: при повреждении силового трансформатора под действием релейной защиты включается короткозамыкатель и создает двухфазное короткое замыкание на землю в питающей линии электропередачи. Тогда происходит отключение выключателя, установленного в начале линии электропередачи, который разрывает ток короткого замыкания. После разрыва тока к.з. приходит в действие отделитель и отключает силовой трансформатор от линии. Чтобы обеспечить нужную последовательность работы, между короткозамыкателем и отделителем осуществляется блокировка.

Принципиальная схема такой блокировки изображена на рис. 5. Блокировка работает следующим образом.

При повреждении силового трансформатора приходят в действие реле максимального тока 2, которое опускает защелку 3, удерживающую короткозамыкатель КЗ в отключенном положении и короткозамыкатель под действием пружины 4 включается. При замыкании его контактов происходит короткое замыкание линии на землю, вследствие чего по линии и короткозамыкателю будет протекать ток короткого замыкания. Во вторичной

ТЕСТЫ ДЛЯ САМОПРОВЕРКИ

1. Каково назначение привода выключателя?

Возможные ответы:

- 1) обеспечивать надёжное включение цепей;
- 2) обеспечивать надёжное отключение цепей;
- 3) обеспечивать надёжное отключение цепей в аварийных режимах;
- 4) 1) и 2); 5) 1) и 3).

2. Из каких основных частей состоит привод выключателя?

Возможные ответы:

- 1) включающий, запирающий и расцепляющий механизмы;
- 2) включающий, запирающий и удерживающий механизмы;
- 3) включающий и расцепляющий механизмы.

3. В зависимости от использования источника энергии приводы высоковольтных выключателей делятся на:

- 1) гидромоторные и ручные; 2) двигательные и электромагнитные;
- 3) ручные и двигательные; 4) пневматические и гидравлические.

4. Пружинный привод относится к приводам:

Возможные ответы:

- 1) прямого действия; 2) косвенного действия.

5. Электромагнитный привод относится к приводам:

Возможные ответы:

- 1) прямого действия; 2) косвенного действия.

6. С какими выключателями работает привод ППМ-10?

Возможные ответы:

- 1) ВМ-35 и ВМГ-10; 2) ВМ-35 и ВС-10-63-2,5; 3) ВМГ-10 и ВМП-10; 4) ВМП-10 и ВМ-35.

7. Основной недостаток пружинных приводов?

Возможные ответы:

- 1) уменьшение тягового усилия в конце хода включения;
- 2) увеличение тягового усилия в начале хода включения;
- 3) уменьшение тягового усилия в начале хода включения;
- 4) увеличение тягового усилия в конце хода включения.

8. За счёт чего происходит уменьшение тягового усилия в конце хода включения пружинного привода?

Возможные ответы:

- 1) действия электрической дуги; 2) деформации пружины.

9. Основной недостаток электромагнитного привода?

Возможные ответы:

- 1) высокая стоимость; 2) сложность конструкции;
- 3) необходимость в мощном источнике постоянного тока.

10. Каково время действия пневмогидравлического привода?

Возможные ответы:

- 1) 1 с; 2) до 1,5 с; 3) 0,1 с; 4) до 0,25 с.

11. Для чего предназначены разъединители?

Возможные ответы:

- 1) для создания видимого разрыва;
- 2) для включения и отключения электрических цепей высокого напряжения;
- 3) для защиты от токов короткого замыкания;
- 4) 1) и 2);
- 5) 1), 2) и 3).

12. Какое основное условие должно выполняться при работе с разъединителем?

Возможные ответы:

- 1) отсутствие токов нагрузки;

- 2) обязательное наложение переносного заземлителя;
- 3) отключение электрической энергии на головной ТП;
- 4) 1) и 2).

13. Какое значение рабочего тока допускается без отключения токов нагрузки?

Возможные ответы:

- 1) 50 А; 2) 25 А; 3) 15 А; 4) 10 А; 5) 5 А.

14. Перечислите требования, предъявляемые к разъединителям?

Возможные ответы:

- 1) создание видимого разрыва, электродинамическая и термическая прочность, чёткое включение и отключение в экстремальных условиях, простота конструкции;
- 2) простота конструкции, низкая стоимость, термическая устойчивость, блокировка ножей разъединителя;
- 3) низкая стоимость, электродинамическая устойчивость, заземление, простота конструкции.

15. Сколько медных полос содержит нож разъединителя при токе до 1 кА?

Возможные ответы:

- 1) 2; 2) 3-4; 3) 5-6.

16. Чем фиксируется положение разъединителя рубящего типа?

Возможные ответы:

- 1) системой специальных блокирующих контактов;
- 2) системой рычагов привода;
- 3) автоматическим блокирующим устройством.

17. По какой величине проверяется разъединитель на электродинамическую и термическую стойкость?

Возможные ответы:

- 1) по номинальному рабочему току;
- 2) по номинальному напряжению;

3) по току короткого замыкания.

18. Какой тип привода применяется для главных ножей разъединителя рубящего типа наружной установки?

Возможные ответы:

- 1) электродвигательный;
- 2) пневматический;
- 3) пневмогидравлический;
- 4) ручной.

19. Какой тип привода применяется для заземляющих ножей разъединителя рубящего типа наружной установки?

Возможные ответы:

- 1) электромагнитный;
- 2) пружинный;
- 3) ручной.

20. Расшифровать аббревиатуру РВЗ-10/630 I УХЛ2.

Возможные ответы:

- 1) разъединитель внутренней установки, для работы в умеренном и холодном климате, с заземлёнными ножами, на напряжение 10 кВ, номинальный ток – 630 А, проходные изоляторы установлены со стороны наружных контактов;
- 2) разъединитель вертикально-поворотного типа с заземлителем, усиленный, с растяжением контактов, номинальные ток и напряжение, соответственно 6,3 кА и 10 кВ, для работы в холодном климате, с размещением проходных изоляторов с двух сторон.

21. Какой аппарат называется короткозамыкателем?

Возможные ответы:

- 1) автоматически включающийся разъединитель, предназначенный для искусственного короткого замыкания;
- 2) автоматически включающийся отделитель, предназначенный для создания искусственного короткого замыкания;

3) аппарат, предназначенный для для защиты от короткого замыкания в сетях с изолированной нейтралью.

22. Что обеспечивает включение заземлённого ножа короткозамыкателя в сетях с изолированной нейтралью?

Возможные ответы:

- 1) пружина привода выключателя;
- 2) отделитель; 3) блокирующий автоматический выключатель.

23. Каким образом осуществляется отключение короткозамыкателя?

Возможные ответы:

- 1) вручную; 2) автоматически.

24. Для какой цели необходимо обеспечивать максимальную скорость движения ножа разъединителя?

Возможные ответы:

- 1) во избежание возникновения дуги;
- 2) во избежание повреждения аппарата; 3) 1) и 2).

25. Какое время допускается на включение короткозамыкателя, в с.?

Возможные ответы:

- 1) 0,1-0,2; 2) 0,4-0,5; 3) 0,5-1,0; 4) 0,6-1,5.

26. Чем заполняется полость контактной камеры короткозамыкателя КЭ-110?

Возможные ответы:

- 1) маслом; 2) вакуумом; 3) элегазом.

27. Каково отношение короткозамыкателя КЭ-110 к взрыво- и пожароопасности?

Возможные ответы:

- 1) взрыво- и пожароопасен; 2) пожароопасен; 3) взрывоопасен; 4) взрыво- и пожаробезопасен.

28. Для чего предназначены отделители?

Возможные ответы:

- 1) для отделения линии электропередачи от масляных выключателей;
- 2) для отключения и включения токов намагничивания силовых трансформаторов;
- 3) для отключения зарядных токов линии; 4) б) и в).

29. Как происходит отключение отделителя?

Возможные ответы:

- 1) вручную; 2) автоматически.

5.6. Лабораторная работа 6. «Защитная и коммутационная аппаратура в установках напряжением до 1000 В»

Цель лабораторной работы:

Изучить защитные и коммутационные аппараты, применяемые в электрооборудовании электрических сетей напряжением ниже 1000 в,

Программа работы:

1. Изучить назначение, конструкцию и принцип действия коммутационной аппаратуры напряжением ниже 1000 В:
 - А) Рубильников.
 - Б) Магнитных пускателей.
 - В) Контакторов.
2. Изучить назначение, конструкцию и принцип действия защитной аппаратуры напряжением ниже 1000 В:
 - А) автоматических выключателей.
 - Б) Плавких предохранителей.
3. Нарисовать эскизы аппаратов по указанию преподавателя.
4. Осуществить самотестирование по предложенным вопросам.
5. Подготовить отчёт по выполненной работе и защитить его преподавателю, ответить на вопросы.

РУБИЛЬНИКИ

Рубильник предназначен для ручного включения и отключения цепей с постоянным напряжением до 440 В и переменным 500 В. Гашение дуги постоянного тока при небольшом значении тока (до 75 А) происходит за счет механического удлинения дугидвигающимся ножом. Чем больше скорость движения контакта, тем больше скорость растяжения дуги и меньше время ее горения. При отключении больших токов решающим фактором являются электродинамические силы. Эта сила, действующая на единицу длины дуги, примерно обратно пропорциональна длине ножа. В связи с этим длина ножа может быть достаточно малой и выбирается такой, чтобы обеспечить гашение малых токов (менее 75 А).

Рубильники должны обеспечивать надежное отсоединение установки от напряжения с тем, чтобы можно было безопасно производить ее ремонт, поэтому расстояние между контактными стойками берется не менее 0,05 м. На процесс гашения дуги оказывают влияние также тепловые потоки воздуха, создаваемые дугой. Гашение дуги получается более успешным в том случае, когда растяжение дуги за счет конвективного движения воздуха совпадает с направлением действия электродинамических сил (рубильник устанавливается так, чтобы кривизна дуги была обращена вверх).

При отключении переменного тока дуга в рубильнике гасится за счет возникновения электрической прочности 200-220 В около каждого катода. Применение для двухполюсной цепи двухполюсного рубильника позволяет легко гасить дугу с номинальным током при напряжении до 380 В. Однополюсный рубильник с одним разрывом надежно работает в цепи с напряжением 220 В. Рубильники с центральной рукояткой разрешается применять только для отключения цепи без тока. Отключение цепей с током разрешается в том случае, когда дуга не может воздействовать на руку (рукоятка привода находится сбоку или применяется рычажной привод).

Как правило, критический ток рубильника меньше его номинального тока продолжительного режима. Для рубильников с боковой рукояткой или рычажным приводом отношение отключаемого тока к номинальному составляет 0,2 при постоянном напряжении 220 В и 0,3 для переменного напряжения 380 В. При постоянном напряжении 440 В и переменном 500 В указанные аппараты предназначены только для отключения обесточенных цепей.

Для увеличения отключающей способности рубильник снабжается дугогасительной камерой в виде дугогасительной решетки. При этом отключающая способность рубильников увеличивается до $0,5 I_n$ при постоянном напряжении 440 В и переменном 500 В, а в цепях с постоянным напряжением 220 В и переменным 380 В они способны отключать номинальный ток. Полюс рубильника состоит из двух неподвижных контактов, укрепленных на плите из изоляционного материала, и ножа, вращающегося на оси, укрепленной в нижнем контакте (рис. 1).

Но конструктивному выполнению различают рубильники одно-, двух- и трехполюсные, с передним или задним приспособлением проводов.

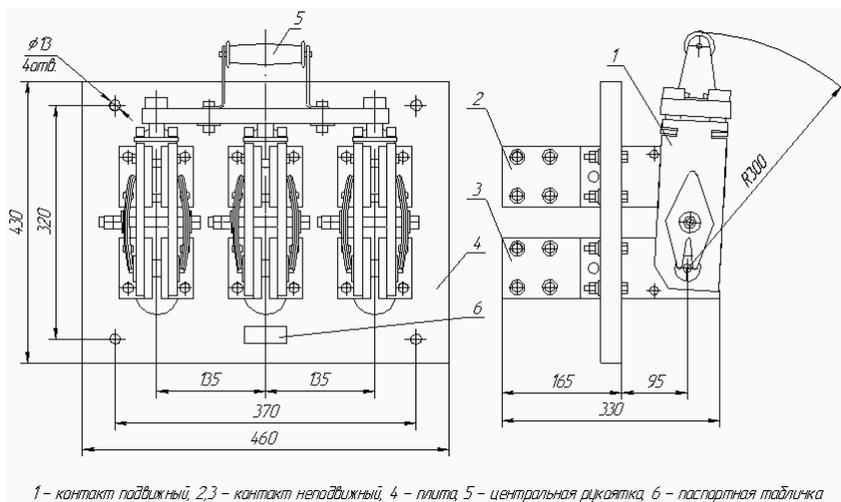


Рис. 1. Рубильник с центральной рукояткой Р2515 УЗ на ток 3000 А

Рубильники серии Р. Рубильники серии «Р» предназначены для неавтоматической коммутации силовых электрических цепей номинальным напряжением до 660В переменного тока частоты 50 и 60 Гц и до 440 В постоянного тока. Эти рубильники применяются для ремонта, как комплектующие и ЗИП для изделий, снятых с производства внутри страны и на экспорт, а также для комплектации устройств по ранее выполненным проектам.

Классификация. Рубильники классифицируются по виду рукоятки привода (боковая несъемная), номинальному току (630 А), числу полюсов (3), наличию вспомогательных контактов (без вспомогательных контактов), степени защиты (IP00).

Структура условного обозначения Р11 - 39320-00[*]3:

Р — вид аппарата; 11 — сочетание вида рукоятки привода — боковая несъемная; 39 — номинальный ток — 630 А; 3 — число полюсов — 3; 2 — плоскость присоединительных зажимов параллельна плоскости монтажа, аппарат без дугогасительных камер; 0 — без вспомогательных контактов; 00 — степень защиты аппарата IP00 по ГОСТ14255-69; [*]3 — климатическое исполнение (У, УХЛ, Т) и категория размещения (3) по ГОСТ15150-69.

Особенности конструкции. Общий вид рубильника представлен на рис. 2. Аппарат представляет собой сборку на общем пластмассовом валу определенного количества однотипных пакетов, стянутых шпильками.

Набор неподвижных контактов с корпусом составляет пакет. Число пакетов рубильника соответствует числу полюсов с добавлением одного корпуса, в котором размещен механизм фиксации. Подвижные контакты составлены из двух параллельных ножей на каждый полюс. Ножи сжаты спиральными пружинами, осуществляющими контактное нажатие, и собраны в отдельный узел, который установлен в валу. Механизм фиксации служит для фиксирования рукоятки привода в положениях «включено» и «от-

ключено». Он состоит из двух толкателей с пружинами, помещенными в специальные пазы.

При повороте вала рукояткой привода осуществляется замыкание и размыкание контактов. Конструкция контактных выводов обеспечивает присоединение медных и алюминиевых проводов, шин и кабелей сечением согласно ГОСТ12434-83 и ПУЭ.

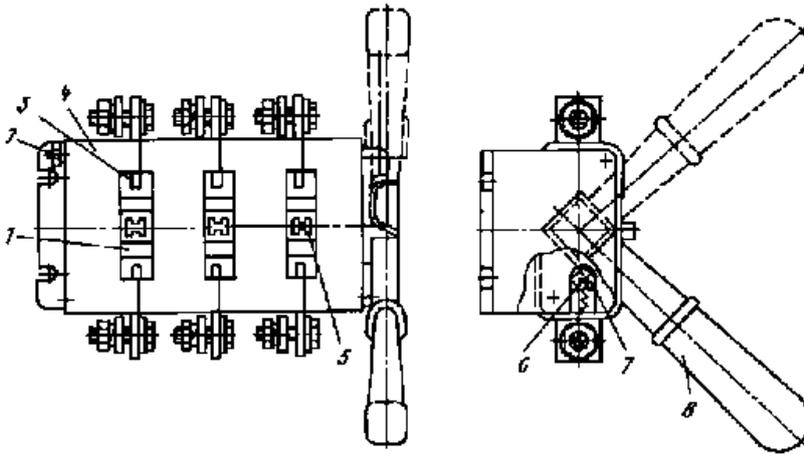


Рис. 2. Общий вид трехполюсного рубильника серии «Р»:

1 - пластмассовый вал; 2 - пакеты; 3 - неподвижные контакты; 4 - корпус; 5 - подвижные контакты; 6 - толкатель; 7 - пружина; 8 - рукоятка

Рубильники Р11 применяются без дугогасительных камер только в качестве разъединителей без тока. Коммутируемый ток при встраивании аппаратов в оболочки степени защиты IP32, IP54 снижается на 20%.

Рубильники серий РБ, РП, РЦ, РПС, РПЦ, РПБ, Р2515 и Р3545.

Рубильники этих серий предназначены для комплектации силовых ящиков, шкафов, щитов и других распределительных устройств.

Рубильники РБ-31, РБ-32, РБ-34, РБ-36 с боковой съёмной рукояткой (или приводом), исполнение привода правое (или левое) изготавливаются на токи 100, 250, 400, 630 А.

Рубильники со смещенным приводом в комплекте с предохранителями РПС-1, РПС-2, РПС-4 и РПБ-36 изготавливаются на токи 100, 250, 400, 630 А. Могут поставляться с боковой съёмной рукояткой.

Рубильники с центральным приводом РЦ-6 УЗ, РПЦ5-1000 УЗ изготавливаются на токи 630 и 1000А.

Рубильники с управлением изоляционной штангой РП5-1000 УЗ, РП5-1600 УЗ, Р3545 УЗ изготавливаются на токи 1000, 1600, 2000 А.

Рубильник с центральной рукояткой Р2515 УЗ изготавливается на ток 3000 А.

Структура условного обозначения

РБ-[*] УЗ:Р - рубильник; Б - обозначение вида привода: боковой съёмной рукояткой;

[*] - условное обозначение номинального тока: 31 – 100 А; 32 – 250 А; 34 – 400 А; 36 – 630 А; УЗ - климатическое исполнение и категория размещения ГОСТ 15150-69. РП[*]-[*] УЗ: РП - рубильник с предохранителями; [*] - обозначение вида привода: С – смещенный; Б – с боковой съёмной рукояткой; [*] - условное обозначение номинального тока: 1 – 100 А; 2 – 250 А; 4 – 400 А; 36 – 630 А; УЗ - климатическое исполнение и категория размещения ГОСТ 15150-69.

Особенности конструкции. Общий вид, габаритные, установочные и присоединительные размеры рубильников приведены на рис. 1 – 9.

Основными частями аппаратов являются ножи, контактные и совмещённые стойки, смонтированные на общей плите. Рубильники имеют по одному ряду совмещённых и контактных стоек. Необходимое контактное нажатие обеспечивается пружинами, на совмещённых – сферическими шайбами. У аппаратов контактные ножи связаны осью, приводящейся в движение посредством симметрично расположенных по длине тяг, второй конец которых шарнирно соединён с валом. На рубильниках вал приводится во вращение боковой съёмной рукояткой (или приводом), устанавливаемой на одном его конце. Съёмная рукоятка снимается в отключённом положении аппарата. Рубильники РП5-1000 УЗ включаются и отключаются пофазно изоляционной штангой за специальные кронштейны. Штанга входит в комплект рубильников. На рубильниках РЦ-6 УЗ, РПЦ5-1000 УЗ включение

и отключение осуществляется приводом, который устанавливается на передней панели шкафа или ячейки. В рубильнике Р2515 включение и отключение осуществляется с помощью центральной рукоятки, расположенной на изоляционной траверсе. В аппарате с центральной рукояткой все полюса включаются и отключаются одновременно. Аппараты не допускают самопроизвольного включения или отключения. Резьбовые соединения аппаратов, стягивающие контактные соединения шин с выводами рубильников, не должны самоотвинчиваться.

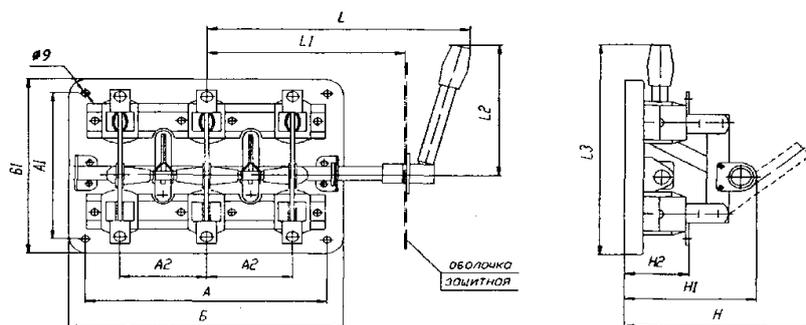


Рис. 3. Общий вид, габаритные, установочные и присоединительные размеры рубильников серии РБ.

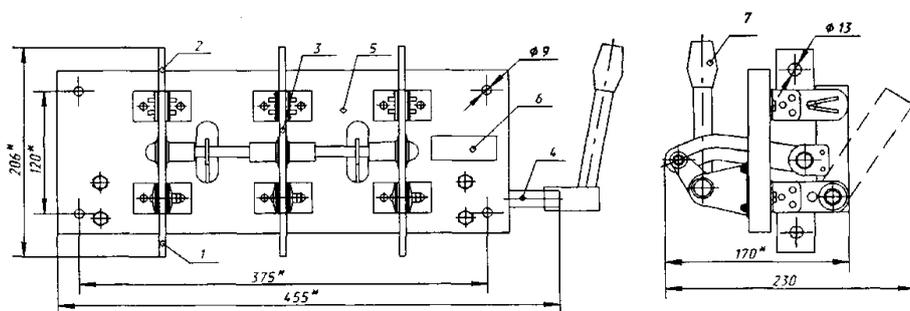
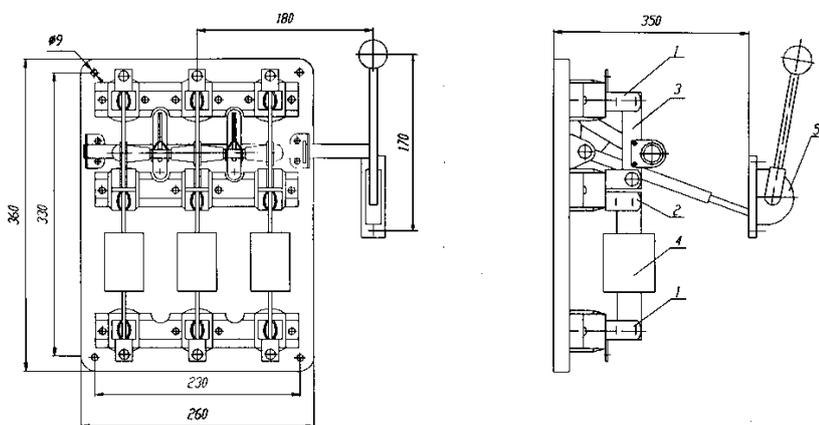


Рис.4. Общий вид, габаритные, установочные и присоединительные размеры рубильника РБ-36: 1,2 – контакты; 3 – контактные ножи; 4 – вал привода; 5 – плата; 6 – паспортная табличка; 7 – съемная рукоятка.

Рис. 5. Общий вид, габаритные, установочные и присоединительные размеры рубильника РПС с боковым смещенным приводом ПРБ-0,4:

1,2 – контакты; 3 – контактные ножи; 4 – предохранитель; 5 – привод.



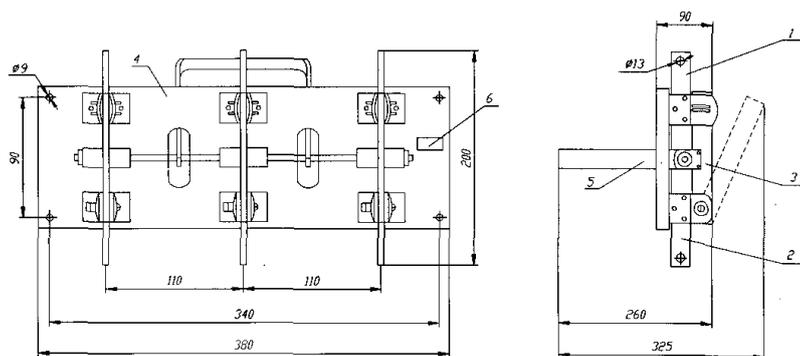


Рис. 6. Общий вид, габаритные, установочные и присоединительные размеры рубильника РПБ-36:
1,2 – контакты; 3 – контактные ножи; 4 – предохранитель; 5 – привод.

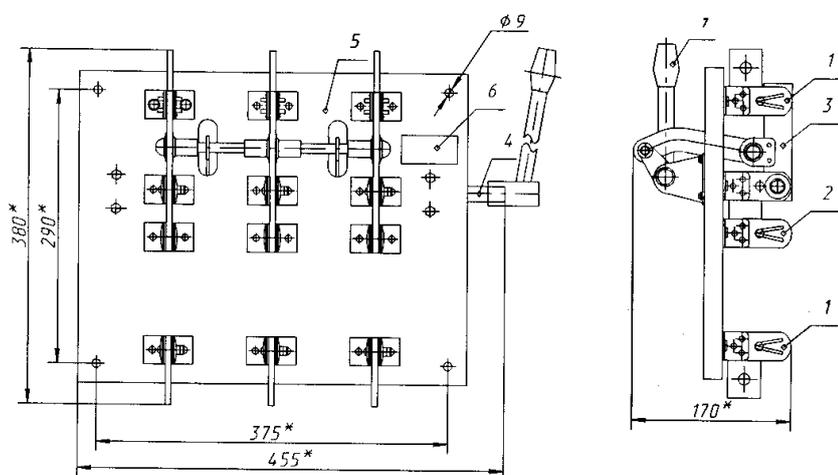


Рис.7. Общий вид, габаритные, установочные и присоединительные размеры рубильника РЦ-6 УЗ:
1,2 – контакты; 3 – контактные ножи; 4 – плата; 5 – скоба к приводу; 6 – паспортная табличка.

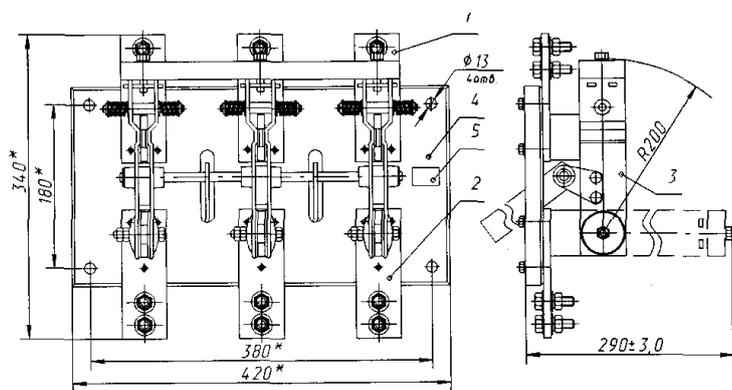


Рис. 8. Общий вид, габаритные, установочные и присоединительные размеры рубильника РПЦ5-1000 УЗ:
1,2 – контакты; 3 – контактные ножи; 4 – плата; 5 – паспортная табличка.

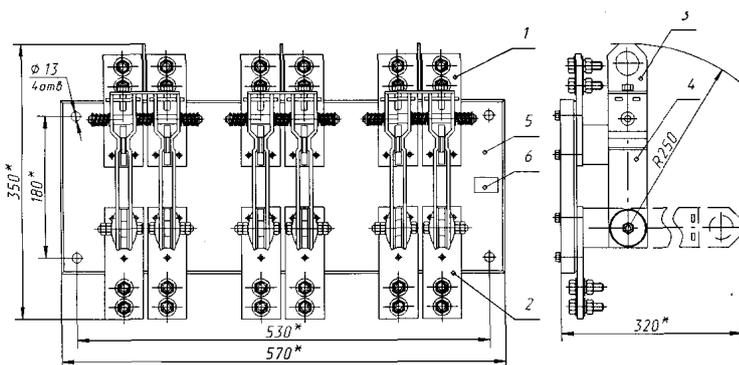


Рис. 9. Общий вид, габаритные, установочные и присоединительные размеры рубильника РП-5-1000 УЗ:
1,2 – контакты; 3 – кронштейн; 4 – ножи контактные; 5 – плата; 6 – паспортная табличка.

КОНТАКТОРЫ

Контактор это двухпозиционный аппарат, предназначенный для частых, коммутаций токов, которые не превышают токов их перегрузки соответствующих электрических силовых цепей. Замыкание или размыкание контактов контактора может осуществляться двигателем (электромагнитным, пневматическим или гидравлическим) приводом. Наибольшее распространение получили электромагнитные контакторы.

Контакторы постоянного тока коммутируют цепь постоянного тока и имеют, как правило, электромагнит также постоянного тока.

Контакторы переменного тока коммутируют цепь переменного тока. Электромагнит этих контакторов может быть выполнен либо для работы на переменном токе, либо для работы на постоянном токе. Способность аппарата обеспечить работу при большом числе операций характеризуется износостойкостью. Различают механическую и коммутационную износостойкость.

Механическая износостойкость определяется числом включений-отключений контактора без ремонта и замены его узлов и деталей. Ток в цепи при этом равен нулю. К современным контакторам предъявляется очень высокое требование к механической износостойкости (10-20) 10^6 операций.

Коммутационная износостойкость определяется числом включений и отключений цепи с током, после которого требуется замена износившихся контактов. Современные контакторы должны иметь коммутационную износостойкость порядка 2-3 млн. операций. Эти требования очень высоки (часть выпускаемых в настоящее время контакторов имеет коммутационную износостойкость 1 млн. операций и менее).

Наряду с высокой механической и коммутационной износостойкостью контакторы должны иметь малую, массу и размеры. Детали, наиболее быстро подвергающиеся износу, должны быть легко доступны для замены.

Контактор имеет следующие основные узлы:

контактную систему; дугогасительную систему; электромагнитный механизм; систему блок-контактов.

Основным параметром контактора является номинальный ток, который определяет размеры контактора. Так, контактор II величины имеет ток 100 А, III – 150 А. Номинальным током контактора называется ток прерывисто-продолжительного режима работы. При этом режиме работы контактор находится во включенном состоянии не более 8 ч. По истечении этого промежутка аппарат должен быть несколько раз включен и отключен. После этого аппарат снова включается. Если контактор располагается в шкафу, то номинальный ток понижается примерно на 10% из-за ухудшающихся условий охлаждения.

Как правило, контактная система имеет один полюс. Для реверса асинхронных двигателей при большой частоте включения в час (до 1200) применяется вдвоенная контактная система. В этих контакторах типа КТПВ-500, имеющих электромагнит постоянного тока, подвижные контакты изолированы от корпуса, что делает более безопасным обслуживание аппарата. В схеме с однополюсными контакторами отказ одного контактора ведет к возникновению тяжелого режима двухфазного питания двигателя. Контактные системы с двухполюсной контактной системой очень удобно использовать для закорачивания сопротивлений в цепи ротора асинхронного двигателя. В контакторах типа КМВ-521 применяется также двухполюсная система. Эти контакторы предназначены для включения и отключения мощных электромагнитов приводов постоянного тока масляных выключателей. Наличие двухполюсной контактной системы, включенной в оба провода сети постоянного тока, обеспечивает надежное отключение индуктивной нагрузки.

В контакторах постоянного тока наибольшее распространение получили устройства с электромагнитным дутьем. При взаимодействии магнитного поля с дугой возникает электродинамическая сила, перемещающая дугу с большой скоростью. Для улучшения охлаждения дуги

ее загоняют в щель из дугостойкого материала с высокой теплопроводностью.

Для надежного и быстрого гашения дуги в области малых токов применяются контакторы на небольшой ток (блок-контакторы) со сменными катушками магнитного дутья. Эти катушки имеют номинальный ток 1,5-40А. При малом отключаемой токе устанавливается катушка, имеющая большое число витков, благодаря чему создается необходимое магнитное поле для гашения дуги за малое время.

Необходимо отметить, что за счет сильного магнитного дутья возможен резкий обрыв тока, что приводит к возникновению перенапряжений в сильно индуктивной цепи. Предельный ток, который может отключать блок-контактор, не должен превышать трехкратного значения номинального тока катушки магнитного дутья.

Контакторы малогабаритные КМИ - электромагнитные аппараты переменного тока, магнитные системы которых разделены на две части: неподвижную, эластично закрепленную в основании из пластмассы, и подвижную с контактами для коммутации силовой цепи (рис. 10). Управление работой контактора осуществляется с помощью многовитковой катушки, расположенной на среднем стержне неподвижной части Ш-образной магнитной системы.

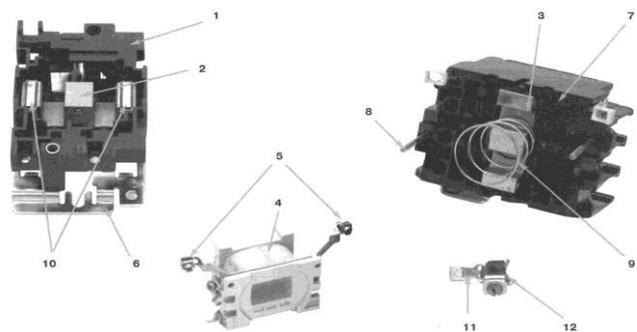


Рис. 10. Конструкция контактора КМИ:

1 - основание из термостойкой пластмассы; 2 - неподвижная часть магнитной системы; 3 - подвижная часть магнитной системы; 4 - втягивающая катушка; 5 - контактные зажимы катушки управления; 6 - металлическая платформа (для номинальных токов свыше 25А); 7 - траверса с подвижными мостиковыми контактами; 8 - крепежный винт; 9 - возвратная пружина; 10- алюминиевые кольца; 11 - неподвижный контакт; 12- присоединительный зажим.

Контакторы электромагнитные КТИ являются электромагнитными аппаратами переменного тока с магнитной системой, разделенной на две части: неподвижную, закрепленную в основании, и подвижную с контактами для коммутации силовой цепи. Управление работой контактора осуществляется с помощью катушки, расположенной на неподвижной части магнитной системы.

Под воздействием электромагнитного поля управляющей катушки происходит смыкание магнитной системы и замыкание силовых контактов.

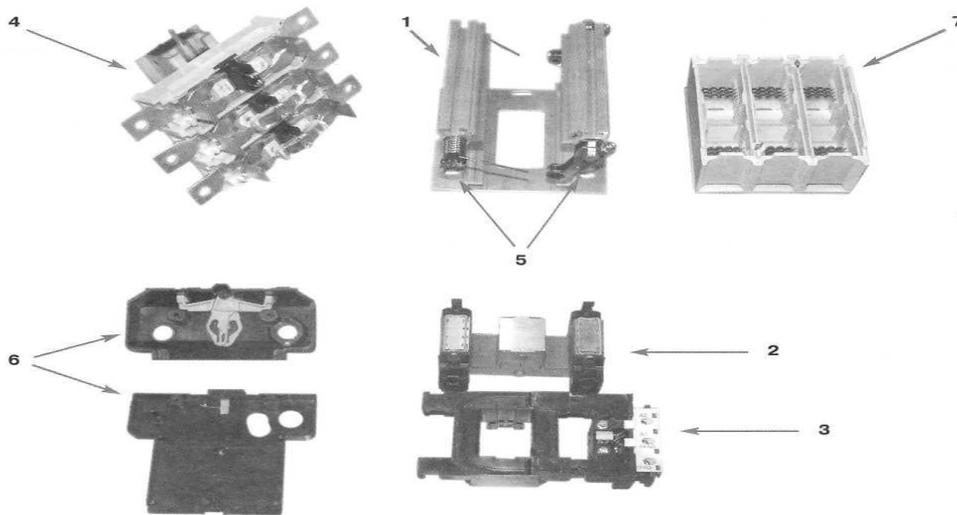


Рис. 11. Конструкция контактора КТИ:

1 - основание из алюминиевого сплава с установочными отверстиями; 2 - неподвижная часть магнитной системы с элементами крепления и амортизаторами; 3 - катушка управления с блок-контактом и зажимами для присоединения; 4 - блок силовых контактов с элементами дугогашения, силовыми зажимами и подвижной частью магнитной системы; 5 - элементы механизма взвода пружины возврата; 6 - защитные крышки механизма взвода возвратной пружины и установки дополнительных устройств на контактор; 7 - защитная крышка с дугогасительными решетками и окнами для продуктов горения дуги.

Несущий корпус КТИ выполнен из алюминиевого сплава (рис. 11). В его основании предусмотрены ребра - направляющие для катушки управления с окном-фиксатором ее положения, а также сквозные продольные отверстия для установки пружины возврата и элементов механизма ее взвода. Крепление блока контактов с подвижной частью магнитной системы осуществляется к основанию двумя болтами с прямоугольными гайками. Силовые мостиковые контакты с контакт-деталью из

серебросодержащего композита закреплены в трехполюсной траверсе и зафиксированы плоскими фигурными пружинами из закаленной стали. С противоположной стороны траверсы в оболочке из алюминиевого профиля жестко закреплена подвижная часть магнитной системы.

Контакт-детали из композита припаяны к ламелям неподвижных контактов с шинными выводами. Все неподвижные контакты снабжены элементами системы дугогашения. После полной сборки контактора специальным ключом необходимо взвести (путем закручивания) и зафиксировать пружину возврата для получения необходимого давления контактов и скорости их размыкания при отключении катушки управления.

1.1. МАГНИТНЫЕ ПУСКАТЕЛИ

Магнитный пускатель это контактор, предназначенный для пуска в ход короткозамкнутых асинхронных двигателей.

Как правило, в пускателе, помимо контактора, встроены тепловые реле для защиты двигателя от перегрузок и «потери фазы». Бесперебойная работа асинхронных двигателей в значительной степени зависит от надежности пускателей. Поэтому к ним предъявляются высокие требования в отношении износостойкости, коммутационной способности, четкости срабатывания, надежности защиты двигателя от перегрузок, минимального потребления мощности.

Особенности условий работы пускателя состоят в следующем. При включении асинхронного двигателя пусковой ток достигает 6-7 кратного значения номинального тока. Даже значительная вибрация контактов при таком токе быстро выводит их из строя. Это накладывает высокие требования в отношении вибрации контактов и их износа. С целью уменьшения времени вибрации контакты и подвижные части делаются возможно легче, уменьшается их скорость, увеличивается нажатие. Эти мероприятия позволили создать износостойкий пускатель типа ПА с электрической износостойкостью до 2 млн. операций. Исследования

показали, что при токах до 100 А целесообразно применять серебряные накладки на контактах. При токе свыше 100 А хорошие результаты дает композиция серебра и окиси кадмия КМК-10А. После разгона двигателя ток падает до номинального значения. При отключении восстанавливающееся напряжение на контактах равно разности напряжения сети и э.д.с. двигателя. В результате на контактах появляется напряжение, составляющее всего 15 – 20 % U_n , то есть имеют место облегченные условия отключения.

При работе двигателя нередки случаи, когда двигатель отключается от сети тотчас же после пуска. Пускателю приходится тогда отключать ток, равный семикратно номинальному току при очень низком коэффициенте мощности ($\cos \varphi = 0,3$) и восстанавливаемомся напряжении, равном номинальному напряжению источника питания. После пятидесяти кратного включения и отключения заторможенного двигателя пускатель должен быть пригоден для дальнейшей работы. В технических данных пускателя указывается не только его номинальный ток, но и мощность двигателя, с которым пускатель может работать при различных напряжениях. Поскольку ток, отключаемый пускателем, относительно мало падает с ростом напряжения, мощность двигателя, с которым может работать данный пускатель, возрастает с увеличением номинального напряжения.

Многочисленные исследования показали, что электрическая износостойкость примерно обратно пропорциональна мощности управляемого электродвигателя в степени 1,5 – 2. если необходимо повысить срок службы пускателя, то целесообразно выбрать его с запасом по мощности. При уменьшении мощности двигателя возрастает и число включений в час. Дело в том, что двигатель меньшей мощности быстрее достигает номинальной частоты вращения. Поэтому при отключении пускатель разрывает установившийся, номинальный ток двигателя, что облегчает работу пускателя. С учетом исключительно широкого распространения пускателей большое значение приобретает снижение мощности, потребляемой ими. В пускателе мощность расходуется в

электромагните и тепловом реле. Потери в электромагните составляют примерно 60 %, в тепловых реле – 40 %. С целью снижения потерь в электромагните применяется холоднокатаная сталь Э310.

Наибольшее распространение получили пускатели серий ПМЕ и ПА. Пускатель ПМЕ может иметь пять главных и два вспомогательных контакта. Основной особенностью электромагнитного механизма является равенство ходов контакта и якоря электромагнита. Такая система имеет ряд недостатков, которые ведут к большему времени вибрации контактов (более 1 мс) и их быстрому износу. В современных пускателях такая система применяется только при малых мощностях двигателей (номинальный ток 25 А). При токах, больших 25 А, хорошо себя зарекомендовала система пускателей серии ПА, в которой ход контакта примерно в 2,5 раза меньше, чем ход якоря электромагнита. Для защиты двигателя от перегрузки в двух фазах устанавливается тепловое реле. В некоторых типах пускателей, например в серии П, тепловые реле расположены на одной панели с контактором. Реле типа ТРП и ТРН монтируются вне контактора пускателя.

Классификация пускателей. Пускатели классифицируются по следующим признакам:

Номинальное напряжение.

Номинальный ток в А, значение которого показывает величину пускателя:

- Нулевая величина - 6,3 А при напряжении главной цепи 380В.
- Первая величина - 10,0 А при напряжении главной цепи 380В.
- Вторая величина - 25,0 А при напряжении главной цепи 380В.
- Третья величина - 40,0 А при напряжении главной цепи 380В.
- Четвертая величина - 63,0 А при напряжении главной цепи 380В.
- Пятая величина – 100,0 А при напряжении главной цепи 380В.
- Шестая величина – 160,0 А при напряжении главной цепи 380А.

Допустимый ток главных контактов может отличаться от приведенных выше. Это зависит от категории применения - АС. АС-1 - нагрузка чисто активная или слабоиндуктивная; АС-3 - в режиме прямого пуска

электродвигателя с короткозамкнутым ротором или отключение вращающихся двигателей; АС-4 - пуск электродвигателя с короткозамкнутым ротором или отключение неподвижных и медленно вращающихся электродвигателей.

Например: Пускатель 6-й величины в режиме: АС-1 - номинальный ток 160А. АС-3 - номинальный ток 150А, при $T=45\text{ }^{\circ}\text{C}$. АС-3 - номинальный ток 145А, при $T=50\text{ }^{\circ}\text{C}$. АС-3 - номинальный ток 140А, при $T=55\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Также допустимый ток главных контактов пускателя уменьшается в случае применения его в цепях с напряжением более 380/В.

Классификация отечественных пускателей:

- По виду схемы включения нагрузки (электродвигателя) - реверсивный или нереверсивный.
- По наличию кнопочного поста на корпусе пускателя.
- По наличию дополнительных контактов.
- По наличию тепловых реле.
- По параметрам сигнала, подаваемого на катушку (постоянный/переменный ток и номинальное напряжение катушки).

Широко применяемые марки - ПМЛ, ПМЕ, ПМА.

Спектр зарубежных пускателей шире и разнообразней. Объём каталогов составляет иногда до трёхсот-пятисот страниц. Каталоги по пускателям содержат исчерпывающую информацию.

На корпусах импортных пускателей (а в последнее время- все чаще и на отечественных) указываются все необходимые параметры. Это позволяет во время монтажа проверять соответствие монтируемого пускателя для конкретной схемы. У импортных пускателей указывается (в качестве основного параметра) не величина пускателя (ток, см. выше), а мощность, на которую (в различных условиях) рассчитан пускатель. Зачастую это оказывается удобней при выборе нужного пускателя.

Аксессуары у западных производителей представлены также более широким спектром. Причём конструкция многих пускателей предусматривает возможность быстрого навесного монтажа на них:

- дополнительных (нормально-замкнутых или нормально-разомкнутых) контактов,
- реле задержек (ON или OFF с временем задержки до 160 с), тепловых реле.

Стоимость пускателей импортного производства выше в 1,5-3 раза, в зависимости от типа пускателя. На 1-2 -ой величине пускателя - в 1,5-1,7 раза.

С учетом используемых на практике схем главной цепи электропривода на основе асинхронных двигателей на электромагнитные пускатели возлагают дополнительно функции:

- реверсирование направления вращения двигателя путем изменения последовательности подключения фаз сети к обмоткам;
- изменение схемы включения обмоток двигателя Y/A;
- защита двигателя от длительных перегрузок и перегрева, снижение сопротивления изоляции и т.п. Учитывая требования к пускателю, как элементу схемы автоматического управления, на него часто

Возлагают ряд вспомогательных функций:

- электрическое и механическое блокирование возможности одновременного включения контакторов в реверсивных схемах;
- создание цепей для местного и дистанционного управления пускателем;
- защита от различных нежелательных режимов работы;
- контроль и сигнализация о состоянии силовых цепей и цепей управления.

Выпускаемые промышленностью серии магнитных пускателей рассчитаны на применение в разных климатических поясах, размещение в разных условиях. Пускатели обладают разной степенью защиты от прикосновения и воздействий и могут использоваться в разных условиях по механическим воздействиям и взрывоопасности среды.

Пускатели электромагнитные серии ПМ12 на ток 80 ,100 ,160 А.

Пускатели электромагнитные серии ПМ12 на номинальные токи 80, 100 и 160 А, предназначены для применения в качестве комплектующих изделий в схемах управления электроприводами при напряжениях до 660 В переменного тока частоты 50 и 60 Гц, главным образом для применения в стационарных установках для дистанционного пуска непосредственным подключением к сети, остановки и реверсирования трехфазных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором мощностью до 37 кВт - для пускателей на номинальный ток 80 А, до 45 кВт - для пускателей на номинальный ток 100 А и до 75 кВт - для пускателей на номинальный ток 160 А.

При наличии тепловых реле пускатели осуществляют защиту управляемых электродвигателей от перегрузки недопустимой продолжительности и от токов, возникающих при обрыве одной из фаз.

Структурное обозначение: ПМ12-XXX XXXXXX:ПМ - вид пускателя: пускатель электромагнитный; 12 - номер серии; XXX - номинальный ток: 080 - 80 А; 100 - 100 А; 160 - 160 А; X - исполнение пускателей по назначению и наличию теплового реле: 1 - без теплового реле, нереверсивные; 2 - с тепловым реле, нереверсивные; 5 - без теплового реле, реверсивный с электрической и механической блокировками; 6 - с тепловым реле, реверсивный с электрической и механической блокировками; X - исполнение пускателей по назначению степени защиты и наличию кнопок: 0 - степень защиты IP00; 1 - степень защиты IP54 без кнопок; 2 - степень защиты IP54 с кнопками "Пуск" и "Стоп"; 3 - степень защиты IP54 с

кнопками "Пуск", "Стоп" и сигнальными лампами; 4 - степень защиты IP40 без кнопок; **X** - исполнение пускателей по роду тока цепи управления: 0 - переменный; **X** - климатическое исполнение пускателей: У, УХЛ, Т по ГОСТ 15150 69; **X** - категория размещения: 2, 3, 4 по ГОСТ 15150 69; **X** - исполнение пускателей по износостойкости: А, Б, В.

Пускатели электромагнитные типа ПМА-3000 предназначены для применения в стационарных установках для дистанционного пуска непосредственным подключением к сети, остановки и реверсирования трехфазных асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором мощностью не более 18,5 кВт при напряжении до 380 В переменного тока частотой 50 и 60 Гц.

При наличии электротепловых реле пускатели осуществляют защиту управляемых электродвигателей от перегрузок недопустимой продолжительности и от токов, возникающих при обрыве одной из фаз.

Структура условного обозначения ПМА-3ХХОХХХ:ПМА - тип пускателя; **3** - условное обозначение пускателя по номинальному току: 3 - 40 А; **X** - исполнение пускателя по назначению и наличию теплового реле: 1 - без реле, неревверсивные; 2 - с реле, неревверсивные; 3 - без реле, реверсивные с электрической блокировкой; 4 - с реле, реверсивные с электрической блокировкой; **X** - исполнение пускателя по степени защиты по ГОСТ 14254-96 и наличию кнопок: 0 - IP00; 1 - IP40 без кнопок; **O** - исполнение пускателя по роду тока цепи управления, напряжению главной цепи: переменный, 380 В. **XX** - климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69: УЗ, УХЛЗ, УХЛ4 - для внутригосударственных поставок и поставок на экспорт в страны с умеренным климатом; УЗ, ТЗ, О4 - для поставок на экспорт в страны с тропическим климатом; **X** - класс износостойкости пускателя: А, Б, В

Ревверсивные магнитные пускатели представляют собой два контактора ПМА-3100, укрепленных на общем основании (панели) и имеющих электрические соединения, обеспечивающие электрическую блокировку

через размыкающие контакты вспомогательной цепи обоих контакторов. При подключении кнопок управления к таким пускателям для предотвращения одновременной подачи напряжения на обе катушки пускателя должна быть осуществлена также вторая электрическая блокировка - через размыкающие контакты кнопок „Пуск 1" и „Пуск 2".

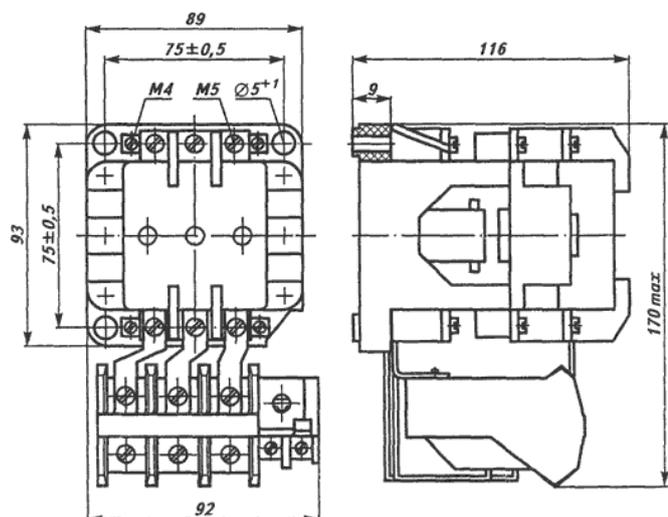


Рис. 12. Общий вид, габаритные и установочные размеры нереверсивных пускателей без реле и с реле степени защиты IP00.

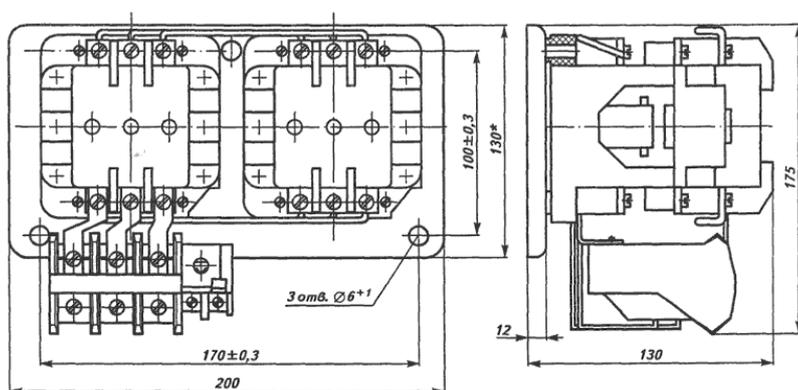


Рис. 13. Общий вид, габаритные и установочные размеры реверсивных пускателей без реле и с реле степени защиты IP00.

АВТОМАТИЧЕСКИЕ ВЫКЛЮЧАТЕЛИ

Автоматические выключатели (выключатели, автоматы) являются коммутационными электрическими аппаратами, предназначенными для проведения тока в нормальных режимах и для автоматического отключения электроустановок при возникновении токов короткого замыкания и перегрузок, чрезмерного понижения напряжения питания, изменения направления мощности и т.п. Возможно использование выключателя для

нечастых коммутаций номинальных токов. Некоторые выключатели позволяют производить редкий запуск и останов асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором.

Конструкция автоматических выключателей состоит из следующих основных узлов: контактной системы; дугогасительной системы; расцепителей; механизма управления; механизма свободного расцепления.

Контактная система состоит из неподвижных контактов, закрепленных на корпусе, и подвижных контактов, шарнирно насаженных на полуоси рычага механизма управления, и обеспечивает, как правило, одинарный разрыв цепи.

Дугогасительное устройство устанавливается в каждом полюсе выключателя и предназначается для локализации электрической дуги в ограниченном объеме. Оно обычно представляет собой дугогасительную камеру с деионной решеткой из стальных пластин. Могут быть предусмотрены также искрогасители, представляющие собой фибровые пластины.

Механизм свободного расцепления представляет собой 3 - или 4 - звенный механизм, который обеспечивает расцепление выключателя и отключение контактной системы как при автоматическом, так и при ручном управлении.

Электромагнитный максимальный расцепитель, представляющий собой электромагнит с якорем, обеспечивает автоматическое отключение выключателя при токах короткого замыкания, превышающих уставку по току.

Тепловой максимальный расцепитель представляет собой термобиметаллическую пластину. При токах перегрузки деформация и усилия этой пластины обеспечивают автоматическое отключение выключателя. Выдержка времени уменьшается с ростом тока.

Полупроводниковые расцепители состоят из измерительного элемента, блока полупроводниковых реле и выходного электромагнита,

воздействующего на механизм свободного расцепления выключателя. В качестве измерительного элемента используется трансформатор тока (на переменном токе) или дроссельный магнитный усилитель (на постоянном токе). Полупроводниковый расцепитель тока допускает регулировку следующих параметров: номинального тока расцепителя; уставки по току срабатывания в зоне токов короткого замыкания (ток отсечки); уставки по времени срабатывания в зоне токов нагрузки; уставки по времени срабатывания в зоне токов короткого замыкания (для селективных выключателей).

Во многих автоматических выключателях применяют **комбинированные расцепители**, использующие тепловые элементы для защиты от токов перегрузок и электромагнитные для защиты от токов коротких замыканий без выдержки времени (отсечки).

Выключатель также имеет **дополнительные сборочные единицы**, которые встраиваются в выключатель или крепятся на нем снаружи. Ими могут быть независимый, нулевой или минимальный расцепители напряжения, свободные или вспомогательные контакты, ручной, электромагнитный или электродвигательный привод, сигнализация автоматического отключения, устройство для запираания выключателя в положении «Отключено».

Независимый расцепитель представляет собой электромагнит с питанием от постороннего источника напряжения. Минимальный и нулевой расцепители могут выполняться с выдержкой времени и без выдержки времени. С помощью независимого или минимального расцепителя возможно дистанционное отключение автоматического выключателя.

В зависимости от **способа установки** выключатели делят на стационарные и выдвижные, а в зависимости от типа присоединения – на выключатели с передним, задним или комбинированным присоединением внешних проводников к контактам главной цепи. Сечение внешних проводов

и кабелей, подводимых к контактам главной цепи выключателя, выбирается в соответствии с ГОСТ 12434-83.

В зависимости от воздействующей величины автоматические выключатели делятся на максимальные выключатели по току, минимальные выключатели по току, минимальные выключатели по напряжению, выключатели обратного тока, максимальные выключатели, работающие по нарастанию производной тока, поляризованные максимальные выключатели, отключающие цепь при нарастании тока в прямом направлении, и неполяризованные, реагирующие на возрастание тока в любом направлении, выключатели, осуществляющие защиту от ряда воздействующих величин (например, максимальные по току и минимальные по напряжению).

Автоматические выключатели с естественным воздушным охлаждением (автоматы) предназначены для отключения тока при КЗ, перегрузках и недопустимых снижениях напряжения, для оперативных включений и отключений электрических цепей (в том числе электродвигателей) на напряжение до 1 кВ.

Расцепители, являясь составной частью автоматов, контролируют заданный параметр защищаемой цепи и воздействуют на расцепляющее устройство, отключающее автомат.

Наиболее распространенными расцепителями являются:

- а) электромагнитные - для защиты от тока КЗ;
- б) тепловые - для защиты от перегрузок;
- в) комбинированные, совмещающие в себе электромагнитные и тепловые расцепители;
- г) полупроводниковые, позволяющие ступенчато менять: номинальный ток расцепителя, время срабатывания в зоне перегрузки; отношение тока срабатывания при токе КЗ (0,1; 0,25; 0,4 с).

Полупроводниковые расцепители имеют более стабильные параметры и удобны в настройке.

Если автомат не имеет максимальных расцепителей, то он используется только для коммутаций цепей без тока.

Кроме указанных выше, имеются также минимальные, нулевые, независимые и максимальные токовые расцепители. Минимальные расцепители отключают включенный автомат при $U - (0,35 - 0,7)U_{НОМ}$; нулевые расцепители — при $(0,14 - 0,35)U_{НОМ}$. Независимые расцепители служат для дистанционного отключения автоматов, максимальные токовые — для защиты электрических цепей (кроме двигателей) от перегрузки.

Наиболее распространены следующие типы автоматических выключателей.

1) Автоматические выключатели серии АП50Б выпускают с разными видами расцепителей, что отражается в их обозначении. Так, например, АП50Б2МТ - с двумя комбинированными расцепителями; АП50Б2М — с двумя электромагнитными расцепителями; АП50Б3ТН — с тремя тепловыми расцепителями и минимальными расцепителями напряжения; буква Д означает независимый расцепитель, буква О - максимальный расцепитель тока в нулевой проводе.

Предельная коммутационная способность автомата при переменном напряжении 380 В составляет 0,5 - 10 кА при номинальном токе максимальных расцепителей 1,6 - 63 А.

Автоматы содержат один или два переключающих контакта.

Автоматические выключатели серии АП 50 Б предназначены для защиты от перегрузок и коротких замыканий электрических цепей напряжением до 220 В постоянного тока, до 500 В переменного тока частоты 50-60 Гц, оперативных включений и отключений указанных цепей с частотой от 6 до 30 включений в сутки, в том числе для пуска, защиты и отключения электродвигателей.

СТРУКТУРА УСЛОВНОГО ОБОЗНАЧЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

АП50Б	Х XXX	Х	XXX
I	I	I	I
Обозначение серии	Количество и обозначение максимальных расцепителей тока:	Обозначение дополнительного расцепителя:	Обозначение климатического исполнения и категории размещения
	МГ - комбинированный максимальный расцепитель тока (электромагнитный и тепловой)	Н - минимальный расцепитель напряжения	У3, Т3, ХЛ5 - для выключателей без дополнительной оболочки
	М - электромагнитный максимальный расцепитель тока	Д - независимый расцепитель	У2, Т2, ХЛ5 - для выключателей в дополнительной оболочке
	Т - тепловой максимальный расцепитель тока	О - максимальный расцепитель тока в нулевом проводе	
	Количество проставляется перед обозначением расцепителя		

2) Автоматические выключатели серии АК50 и АК63 выпускают со следующими видами расцепителей: МГ - электромагнитный с гидравлическим замедлением срабатывания для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ; М - электромагнитный для защиты в зоне токов КЗ.

СТРУКТУРА УСЛОВНОГО ОБОЗНАЧЕНИЯ ВЫКЛЮЧАТЕЛЕЙ

АК50Б	—	XXX	—	Х	ХХ	XXX
Обозначение серии	Разделительный знак	Частота переменного тока для 400 Гц	Разделительный знак	Число полюсов 2, 3	Вид максимального расцепителя М – электромагнитный МГ – электромагнитный с гидравлическим замедлением срабатывания	Климатическое исполнение и категория размещения ОМ3 - в пластмассовой оболочке ОМ2 - в дополнительной оболочке

3) Автоматические выключатели серии АЕ1000 предназначены для защиты осветительных электрических цепей переменного тока; номинальный режим работы — продолжительный.

Структура условного обозначения

автоматических выключателей серии АЕ1000

Автомат. выкл.	АЕ	10	3	1	2	У 2
						климатическое исполнение и категория размещения
						вид максимального расцепителя тока: 1 - электромагнитный и тепловой; 2 - тепловой
						число полюсов
						величина номинального тока
						порядковый номер разработки
						название серии

4) Автоматические выключатели серии АЕ20 (рис. 13) различаются по значению номинального тока выключателя следующим образом: АЕ2020 – $I_{в.ном} = 16$ А; АЕ2040 – $I_{в.ном} = 63$ А; АЕ2050 – $I_{в.ном} = 100$ А; АЕ2060 – $I_{в.ном} = 160$ А. Четвертая цифра в обозначении выключателя означает следующее: 3 - трехполюсные с электромагнитными максимальными расцепителями; 4 - однополюсные с электромагнитными и тепловыми максимальными расцепителями; 6 - то же, но трехполюсные.



Структура условного обозначения: Рис. 13. Автоматический выключатель АЕ20
АЕ20XXXX-XXX-XXXX-X: АЕ20 общий вид

АЕ - выключатель автоматический;

20 - номер разработки; **X** - величина выключателя в зависимости от номинального тока (2-16 А; 3-25 А; 4-63 А; 5-100 А; 6-160 А); **X** - число полюсов в комбинации с максимальными расцепителями тока (3 - трехполюсные с электромагнитными максимальными расцепителями тока; 4 - однополюсные с электромагнитными и тепловыми максимальными расцепителями тока; 6 - трехполюсные с электромагнитными и тепловыми максимальными расцепителями тока; 9 - трехполюсные с тепловыми максимальными расцепителями тока);

X - наличие буквы М - для выключателей модернизированных (АЕ2030М; АЕ2040М; АЕ2050ММ); **X** - наличие буквы П - для выключателей с повышенной предельной и одноразовой коммутационной способностью (для выключателей АЕ2040МП, АЕ2050МП); **X** - наличие свободных контактов (1 - без свободных контактов; 2 - один замыкающий свободный контакт; 3 - один размыкающий свободный контакт; 4 - один замыкающий и один размыкающий свободные контакты); **X** - дополнительные расцепители (0 - без дополнительных расцепителей; 2 - независимый расцепитель); **X** - температурная компенсация и регулировка номинального тока теплового расцепителя (Р - регулировка номинального тока тепловых расцепителей и температурная компенсация; Н - регулировка номинального тока тепловых расцепителей без температурной компенсации; Б - без регулировки номинального тока тепловых расцепителей и температурной компенсации для распределительных пунктов (с уменьшенными габаритными размерами); 0 - без регулировки номинального тока тепловых расцепителей и температурной компенсации); **XX** - степень защиты (00 - IP00; 20 - IP20, 54 - IP54 (для выключателей типа АЕ2040М); **XX** - климатическое исполнение У, Т категории размещения 3 (в оболочке степени защиты IP00) по ГОСТ 15150-69, а также исполнения У, Т, УХЛ категории размещения 2 (в оболочке степени защиты IP54); **X** - класс износостойкости (А - первый; Б - второй).

5) Автоматические выключатели серии АЕ25 имеют по одному замыкающему и по одному размыкающему контакту.

Для этих автоматов имеет место следующее число полюсов в комбинации с максимальными расцепителями тока: 1 - однополюсные с электромагнитными максимальными расцепителями тока; 2 - двухполюсные с электромагнитными расцепителями, тока; 4 - однополюсные с электромагнитными и тепловыми расцепителями тока; 5 - двухполюсные с электромагнитными и тепловыми максимальными расцепителями тока.

Структура условного обозначения АЕ25:АЕ - выключатель автоматический; **2**- номер разработки; **5** - модификация выключателей для тяговых установок; **4** - величина выключателя в зависимости от номинального тока (2-16 А; 3-25 А; 4-63 А; 5-100 А; 6-160 А); **4** - число полюсов в комбинации с максимальными расцепителями тока (1 - однополюсные с электромагнитными максимальными расцепителями тока; 2 - двухполюсные с электромагнитными максимальными расцепителями тока; 4 - однополюсные с электромагнитными и тепловыми максимальными расцепителями тока; 5 - двухполюсные с электромагнитными и тепловыми максимальными расцепителями тока); **М** - для выключателей на номинальный ток 63 А; отсутствие знака - для выключателей на номинальный ток 100 А; **1** - наличие свободных контактов (1 - без свободных контактов; 2 - один замыкающий свободный контакт; 3 - один размыкающий свободный контакт); **0** - без дополнительных расцепителей; климатическое исполнение и категория размещения по ГОСТ 15150-69: ХЛ, У категория размещения 2; ХЛ, У, Т категория размещения 3.

б) Автоматические выключатели серии ВА13 предназначены для отключения электрических цепей при перегрузках и КЗ. Пятая и шестая цифры в обозначении выключателя означают следующее: 22 - два полюса с электромагнитными расцепителями; 23 - два полюса с электромагнитными расцепителями с гидравлическим замедлением; 32 - три полюса с электромагнитными расцепителями; 33 — три полюса с электромагнитными

расцепителями с гидравлическим замедлением. Время отключения автоматов под действием независимого расцепителя не превышает 0,05 с.

7) Автоматические выключатели серии ВА16 предназначены для защиты электрических цепей переменного тока до 40 А включительно с номинальным напряжением 230 В частотой 50 и 60 Гц при перегрузках и КЗ и для нечастых (до 6 в час) оперативных включений и отключений указанных цепей вручную. Выпускаются на следующие номинальные токи: 6,3; 10,0; 16,0; 20,0; 25,0 и 31,5 А. Номинальные уставки по току срабатывания соответственно равны: 95; 140; 225; 280; 350 и 440 А..

Структура условного обозначения ВА16 [*] УХЛ4: ВА — выключатель автоматический; 16 — номер серии; [*] — номинальный ток расцепителей: 21 – 10 А; 23 – 16 А; 25 – 25 А; 27 – 40 А; УХЛ4 — климатическое исполнение и категория размещения ГОСТ 15150 69.

8) Автоматические выключатели серии ВА19 предназначены для защиты электрических установок от токов перегрузки и токов КЗ в цепях переменного тока. Имеют один замыкающий и один размыкающий контакты.

9) Автоматические выключатели серии ВА51-25 предназначены для эксплуатации и защиты электрических цепей переменного тока от токов перегрузки и токов КЗ. Автоматические выключатели серий ВА51Г25 служат для пуска, остановки и защиты АД от токов перегрузки и токов КЗ. Автоматы имеют один замыкающий и один размыкающий контакты или два замыкающих контакта, а также независимые и минимальные расцепители напряжения.

10) Автоматические выключатели серии ВА51 на токи 100 и 160 А предназначены для эксплуатации в электрических цепях переменного тока встраиваются в комплектные устройства для защиты электрических цепей от токов перегрузки и КЗ; буква «Г» в серии означает, что эти автоматы служат для защиты, пуска и отключения АД. Автомат имеет максимальные

расцепители тока (электромагнитные и тепловые), а также независимые и минимальные расцепители напряжения.

11) Автоматический выключатель серии ВА51 на ток 250 А имеет то же назначение, что и ВА51 на токи 100 и 160 А. Имеет максимальные, независимый, нулевой и минимальный расцепители.

12) Автоматический выключатель серии ВА52-37 имеет калибруемые значения уставок по току срабатывания электромагнитного расцепителя тока, которые имеют следующие значения: при переменном токе: 1600; 2000; 2500; 3200, 4000 А; при постоянном токе: 2000 и 2500 А (для исполнения автоматов без тепловых максимальных расцепителей тока).

13) Автоматические выключатели серии А3700 (рис. 14) предназначены для проведения электрического тока в нормальном режиме и отключения тока при перегрузках, коротких замыканиях и недопустимых снижениях напряжения, а также для нечастых (до 30 в сутки) оперативных включений и отключений электрических цепей. По виду максимальных расцепителей тока, подразделяются на:



Рис. 14. Автоматический выключатель серии А3700

- а) токоограничивающие с электромагнитными и полупроводниковыми расцепителями, с электромагнитными и тепловыми расцепителями, с электромагнитными расцепителями; селективные с полупроводниковыми расцепителями;
- б) нетокоограничивающие с электромагнитными и тепловыми расцепителями, с электромагнитными расцепителями; без максимальных расцепителей тока.

Область применения

Выключатели серии А37ХХ рассчитаны для эксплуатации в электроустановках с номинальным рабочим напряжением 380/660 В

переменного тока частоты 50 и 60 Гц, до 380 В переменного тока частоты 400 Гц (А371Х Б) и постоянного тока - 220/440 В. Выключатели А371Х БР, А377Х БР соответствуют 2АК.259.017ТУ и Правилам Морского и Речного Регистра России для использования на судах с неограниченным районом плавания. **14) Автоматические выключатели серии «Электрон»** по сочетанию видов расцепителей подразделяются на:

а) с максимальным расцепителем тока (полупроводниковым), имеющим переключатель для переключения на работу в режиме с выдержкой времени (мгновенно) и минимальным расцепителем напряжения, который осуществляет оперативные отключения;

б) с максимальным расцепителем тока и независимым расцепителем напряжения.

15) Автоматические выключатели серий ВА51-39 и ВА52-39 допускается использовать для прямых пусков и защиты АД.

В зависимости от исполнения имеют разные сочетания расцепителей: тепловых, электромагнитных, независимых, нулевых и минимальных.

16) Автоматические выключатели типов ВА53-41; ВА55-41 и ВА56-41 допускается использовать для нечастых, прямых пусков АД. Выключатели этих типов различаются по МТЗ:

а) ВА53 - токоограничивающие с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий;

б) ВА55 - с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока с выдержкой времени для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий:

в) ВА56 - без максимальных расцепителей тока, разработанные на базе выключателей серии ВА55.

Выключатели с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока в условиях эксплуатации допускают ступенчатую регулировку следующих параметров: номинального тока расцепителя $I_{p.ном.}$, номинального

напряжения (только для постоянного тока); уставки по току срабатывания в зоне токов КЗ, уставки по времени срабатывания в зоне токов перегрузки при $6I_{p.ном.}$ для переменного тока и $5I_{p.ном.}$ для постоянного тока, уставки по времени срабатывания в зоне токов КЗ для выключателей типа ВА55- 41.

17) Автоматические выключатели типов ВА53-43, ВА55-43, ВА56-43 различаются по МТЗ:

а) ВА53 - токоограничивающие с полупроводниковыми и электромагнитными максимальными расцепителями тока без выдержки времени для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий;

б) ВА55-43 - с полупроводниковыми максимальными расцепителями тока с выдержкой времени для защиты в зоне токов перегрузки и КЗ и для защиты от однофазных замыканий;

в) ВА56 - автоматические, без максимальных расцепителей тока, разработанные на базе выключателей серии ВА55.

18) Автоматические выключатели серии ВА75 имеют следующие расцепители: независимый, нулевой напряжения, минимальный напряжения с выдержкой времени.

19) Автоматические выключатели серий ВА81, ВА85, ВА87 предназначены для эксплуатации в электроустановках, а также допускается использовать их для прямых пусков АД с короткозамкнутым ротором и отключения вращающихся двигателей. Цифры в обозначении выключателей означают следующее:

81 -токоограничивающие выключатели с электромагнитными расцепителями;

83 - токоограничивающие выключатели с полупроводниковым и электромагнитными расцепителями;

85 - селективные выключатели с полупроводниковым расцепителем;

ВА87 — выключатели без максимальных расцепителей тока.

Выключатели ВА87-41, не имеющие максимальных расцепителей тока, изготавливаются на базе селективных выключателей и сохраняют включенное положение до значений токов КЗ, соответствующих верхней границе зоны селективности для селективных выключателей, а свыше этих токов отключают электрическую цепь.

Полное время отключения цепи выключателем при номинальном токе с момента подачи рабочего напряжения на выводы катушки независимого расцепителя не более 0,065 с.

Библиография

1. Лукина Г.В., Наумов И.В., Бузунова М.Ю. Проектирование систем электрификации в сельском хозяйстве. Учебное пособие. Рекомендовано Учебно-методическим объединением вузов по агроинженерному образованию.-Иркутск, 2001. – 116 С.
2. Наумов И.В., Василевич М.Р., Лукина Г.В. Электроснабжение сельских населённых пунктов. Учебное пособие. Рекомендовано Учебно-методическим объединением вузов по агроинженерному образованию.-Иркутски. «2000. – 80 С.
3. Наумов И. В., Василевич М.Р., Бузунова М.Ю. Практикум по электроснабжению сельского хозяйства. Учебное пособие для самостоят. работы студентов. Допущено Министерством сельского хозяйства РФ, Иркутск 2001. – 106 С.
4. Наумов И.В. Высоковольтное электрооборудование сельских распределительных сетей. Учебное пособие для самостоятельной работы студентов вузов. / Допущено УМО вузов по агроинженерному образованию № 07-08а/11 от 22.01.2003 г. – Иркутск, изд-во ИрГСХА. – 180 С.
5. Наумов И.В. Электроснабжение. Учебное пособие для самостоятельной работы студентов вузов. / Допущено УМО вузов по

- агроинженерному образованию № 07-8а/45 от 02.06.2003 г. - Иркутск, 2003, изд-во ИрГСХА - 188 С.
6. Наумов И.В. и др. Курсовое проектирование по Электроснабжению сельского хозяйства. Межвузовский Электронный учебник. Гриф УМО. ИрГСХА 2005. – 62 Мбт.
 7. Наумов И.В. и др. Электроэнергетика, ч.2. Межвузовское учебное пособие. Гриф УМО.: № 07-08/14 от 13.05.05 ИрГТУ 2005, 100 экз
 8. Наумов И.В., Лещинская Т.Б., Бондаренко С.И. Электрооборудование в системах электроснабжения. Учебное пособие. Гриф УМО №932/03 от 02.11.06, ИрГСХА, 2008 г., издание 2-е, переработанное. – 453 С.
 9. Лещинская Т.Б., Наумов И.В. Электроснабжение сельского хозяйства. Учебник для вузов, Москва, КолосС, 2008. – 655 С.
 10. Наумов И.В., Лещинская Т.Б., Бондаренко С.И. Проектирование систем электроснабжения. Учебное пособие. Гриф УМО №07-8а/41 от 17.01.2011, Издание 2-е, перераб. и доп. , ИрГТУ, Иркутск, 2012- 326 С.

Учебное издание

Наумов Игорь Владимирович
профессор кафедры энергетики ФГБОУ ВПО «АмГУ»,
доктор технических наук

Электроснабжение.

Учебное пособие.

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 23,16. Заказ 561