

Э. А. Киреева, Ю. В. Матюнина,
С. А. Цырук

УСТРОЙСТВО И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ

Учебник

Профессиональный модуль

*Техническое обслуживание оборудования
электрических подстанций и сетей*



Э.А. КИРЕЕВА, Ю.А. МАТЮНИНА, С.А. ЦЫРУК

УСТРОЙСТВО И ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ

УЧЕБНИК

Рекомендовано

*Федеральным учебно-методическим объединением
в системе среднего профессионального образования
по укрупненным группам профессий, специальностей подготовки
«Электро- и теплоэнергетика» в качестве учебника для реализации
основной образовательной программы среднего профессионального
образования по специальности «Электроснабжение (по отраслям)»
и в качестве учебного издания для всех специальностей,
входящих в УГПС «Электро- и теплоэнергетика»*



Москва
Издательский центр «Академия»
2020

УДК 621.311.4(075.32)
ББК 31.278я273
К43

Рецензент —

преподаватель специальных дисциплин первой квалификационной категории
Государственного бюджетного профессионального образовательного учреждения
«Волгоградский энергетический колледж» *А. Н. Фомичев*

Киреева Э. А.

К43 Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций : учебник для студ. учреждений сред. проф. образования / Э. А. Киреева, Ю. В. Матюнина, С. А. Цырук. — М. : Издательский центр «Академия», 2020. — 256 с.
ISBN 978-5-4468-9604-2

Учебник подготовлен в соответствии с требованиями Федерального государственного образовательного стандарта среднего профессионального образования по специальности «Электроснабжение (по отраслям)».

Учебное издание предназначено для изучения профессионального модуля «Техническое обслуживание оборудования электрических подстанций и сетей» (МДК.02.01 «Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций»), а также может быть рекомендовано к использованию в образовательном процессе в качестве учебного издания для всех специальностей, входящих в УГПС «Электро- и теплоэнергетика».

Рассмотрены электрооборудование трансформаторных и распределительных подстанций и распределительных устройств, их типовые электрические схемы, организация и техническое обслуживание электрооборудования электрических подстанций и распределительных устройств. Приведены главные схемы подстанций и принципиальные схемы эксплуатируемых электроустановок, условные графические и буквенные обозначения элементов электрических схем. Освещены основные положения правил технической эксплуатации электроустановок потребителей, виды технической, технологической и отчетной документации, порядок ее заполнения при обслуживании электрических подстанций.

Для студентов учреждений среднего профессионального образования.

УДК 621.311.4(075.32)
ББК 31.278я273

*Оригинал-макет данного издания является собственностью
Издательского центра «Академия», и его воспроизведение любым способом
без согласия правообладателя запрещается*

ISBN 978-5-4468-9604-2

© Киреева Э.А., Матюнина Ю.В., Цырук С.А., 2020
© Образовательно-издательский центр «Академия», 2020
© Оформление. Издательский центр «Академия», 2020

Уважаемый читатель!

Данный учебник является частью учебно-методического комплекта по укрупненной группе профессий и специальностей «Электро- и теплоэнергетика».

Учебник предназначен для изучения одного из курса профессионального модуля «Техническое обслуживание оборудования электрических подстанций и сетей».

Учебно-методические комплекты нового поколения включают в себя традиционные и инновационные учебные материалы, позволяющие обеспечить изучение общеобразовательных и общепрофессиональных дисциплин и профессиональных модулей. Каждый комплект содержит учебники и учебные пособия, средства обучения и контроля, необходимые для освоения общих и профессиональных компетенций, в том числе и с учетом требований работодателя.

Учебные издания дополняются электронными образовательными ресурсами. Электронные ресурсы содержат теоретические и практические модули с интерактивными упражнениями и тренажерами, мультимедийные объекты, ссылки на дополнительные материалы и ресурсы в Интернете. Электронные ресурсы легко встраиваются в учебный процесс и могут быть адаптированы к различным учебным программам.

Предисловие

Передача, распределение и потребление электроэнергии на промышленных предприятиях и в общественных зданиях должны выполняться с высокой экономичностью и надежностью. Применение в системах электроснабжения комплектных распределительных устройств, комплектных трансформаторных подстанций, а также комплектных силовых и осветительных токопроводов создает гибкую и надежную систему распределения электроэнергии, экономящую большое количество проводов и кабелей. Значительно упростились схемы подстанций различных напряжений и назначений за счет отказа от сборных шин и выключателей на первичном напряжении и применения глухого присоединения трансформаторов подстанций к питающим линиям и т. д.

Высокие требования, предъявляемые к эксплуатации электрооборудования, обусловили необходимость регулярного проведения его технического обслуживания. Техническое обслуживание предусматривает надзор за работой электрооборудования, уход за ним, содержание электрооборудования в исправном состоянии, проведение плановых технических осмотров и профилактических испытаний. Техническое обслуживание проводится в процессе эксплуатации электрооборудования в соответствии с инструкцией заводов-изготовителей и Правилами технической эксплуатации.

Настоящий учебник посвящен вопросам технического обслуживания электрооборудования трансформаторных и распределительных подстанций и распределительных устройств.

Учебник состоит из семи глав. В первых шести главах содержатся материалы по основному электрооборудованию электрических подстанций и распределительных устройств, электрическим схемам подстанций, организации технического обслуживания электроустановок потребителей и особенностям его проведения. Седьмая глава посвящена нормативной, технической и технологической документации, имеющей место на подстанциях.

Учебник может быть полезен инженерно-техническому персоналу, занятому в системах электроснабжения, а также студентам высших и средних учебных заведений энергетических специальностей.

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

1.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЯХ

Электрическая подстанция представляет собой электроустановку, служащую для приема, преобразования и распределения электроэнергии и состоящую из трансформаторов или других преобразователей энергии, распределительных устройств, устройств управления и вспомогательных устройств (релейной защиты и автоматики, измерительных приборов и др.).

В зависимости от **преобладания той или иной функции** электрические подстанции подразделяют на следующие виды:

- **трансформаторные**, предназначенные для приема, преобразования (тока и напряжения) и распределения электроэнергии;
- **преобразовательные**, предназначенные для приема, преобразования (частоты, рода тока и др.) и распределения электроэнергии;
- **распределительные**, предназначенные для приема и распределения электроэнергии без ее преобразования, которые, в свою очередь, условно подразделяют на узловые напряжением 110 кВ и выше и центральные напряжением 6 (10) кВ.

Трансформаторная подстанция, как правило, состоит из нескольких распределительных устройств по числу номинальных напряжений обмоток трансформатора.

По назначению различают электрические подстанции:

- **районные**, снабжающие электроэнергией крупные районы с промышленными и городскими потребителями;
- **местные**, питающие отдельные предприятия или районы города.

По принципу обслуживания электрические подстанции подразделяют на сетевые, обслуживаемые персоналом энергосистемы, и абонентские, обслуживаемые персоналом потребителей.

По значению в системе электроснабжения различают электрические подстанции:

- главные понизительные;
- центральные распределительные;
- подстанции глубокого ввода;
- узловые распределительные;
- цеховые трансформаторные напряжением 6 (10) кВ.

Главная понизительная подстанция получает электроэнергию напрямую от районной энергосистемы. Значение входного напряжения — 35...220 кВ. Назначение главной понизительной подстанции — распределение электроэнергии по предприятию при более низких значениях напряжения.

Центральная распределительная подстанция обычно получает электроэнергию от генераторов электрических станций и распределяет ее по цеховым трансформаторным подстанциям на напряжении 6 (10) кВ.

Подстанция глубокого ввода получает электроэнергию на напряжении 35...220 кВ напрямую от энергосистемы. Основное назначение подстанции глубокого ввода — электроснабжение отдельного объекта на предприятии или определенной группы электроустановок. Территориально подстанция глубокого ввода располагается на небольшом расстоянии от наиболее электрозатратных технологических объектов предприятия.

Узловая распределительная подстанция получает питание от энергосистемы, распределяет его по подстанциям глубокого ввода. Ее еще называют центральной подстанцией объекта напряжением 110...500 кВ.

Цеховая трансформаторная подстанция преобразует входное напряжение 6 (10) кВ в пониженное напряжение 380 или 660 В для питания приемников электроэнергии одного или нескольких цехов.

Пункт, предназначенный для приема и распределения электроэнергии без ее преобразования и трансформации, называют *распределительным пунктом*. Обычно они используются на напряжении 380 В. Одним из видов пункта является *трансформаторный пункт*, представляющий собой небольшую подстанцию, на которую подается напряжение 6, 10 или 35 кВ, и с помощью силовых трансформаторов это напряжение понижается до значений 380 или 660 В.

Как правило, в качестве трансформаторного пункта используется комплектная трансформаторная подстанция (КТП). Количество силовых трансформаторов КТП равно одной или двум единицам. Выпускают КТП и на три силовых трансформатора. Число транс-

форматоров зависит от категории надежности приемников электроэнергии, которых питает трансформаторная подстанция.

В настоящее время КТП, целиком изготавливаемые на специализированных заводах и доставляемые непосредственно к месту установки в полностью собранном виде, находят широкое применение. Достоинствами КТП являются применение типовых схем электрических соединений, высокое качество сборки и регулировки отдельных сборочных единиц, выполняемых на заводе, быстрота установки и монтажа.

Электрические трансформаторные подстанции бывают двух видов:

- 1) *повышающими*, когда установленные в них трансформаторы повышают напряжение при соответствующем снижении тока;
- 2) *понижающими*, когда в них установлены трансформаторы, понижающие напряжение при соответствующем увеличении тока.

Необходимость в повышении напряжения передаваемой электроэнергии связана с ее экономией (уменьшаются потери электроэнергии за счет уменьшения тока — зависимость квадратичная). Повышение напряжения обеспечивает передачу большей мощности и на большее расстояние.

Комплектные трансформаторные подстанции как внутренней, так и наружной установки выполняют с одним, двумя или тремя силовыми трансформаторами. Эти подстанции комплектуются защитной и коммутационной аппаратурой, приборами измерений, сигнализации и учета электроэнергии и состоят из распределительных устройств высокого и низкого напряжений.

По способу присоединения к электрической сети подстанции подразделяют на четыре вида (рис. 1.1):

- 1) *тупиковые*, когда они не питают другие подстанции;
- 2) *ответвительные*, когда они присоединяются к проходящей линии электропередачи (ЛЭП) с помощью ответвлений. Проходящие ЛЭП могут питать также другие подстанции;

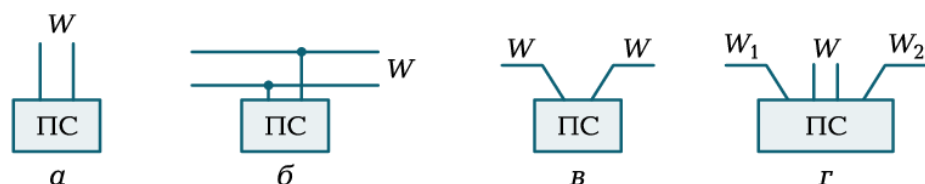


Рис. 1.1. Виды подстанций:

а — тупиковая; *б* — ответвительная; *в* — проходная; *г* — узловая; ПС — подстанция; W , W_1 и W_2 — линии электропередачи

3) *проходные*, когда они подключены за счет захода ЛЭП с двухсторонним питанием методом «вреза»;

4) *узловые*, когда они присоединяются по принципу создания узла за счет не менее чем трех линий.

По месту расположения различают электрические подстанции:

- *пристроенные*, непосредственно примыкающие к основному зданию;
- *встроенные* (закрытые), вписанные в контур основного здания;
- *внутрицеховые*, расположенные внутри производственного здания (открыто или в отдельном закрытом помещении);
- *столбовые* (мачтовые), все оборудование которых установлено на конструкциях или опорах ЛЭП на высоте, не требующей ограждения.

Помимо распределительных устройств в трансформаторной подстанции могут устанавливаться источники питания (дизель-генераторы), служащие для резервирования питания.

Высоковольтные и низковольтные распределительные устройства трансформаторных подстанций должны удовлетворять следующим требованиям:

- надежность в работе;
- безопасность обслуживания;
- обозреваемость при работе;
- доступность всех элементов при ремонте.

Помещения *высоковольтных распределительных устройств* разделяют на камеры (ячейки). Широкое распространение для трансформаторных подстанций 6 (10) кВ получили камеры сборные одностороннего обслуживания (КСО) и комплектных распределительных устройств (КРУ); они имеют стандартные габаритные размеры и предназначены для монтажа высоковольтного оборудования. Камеры комплектуются на заводе, имеют десятки модификаций, что позволяет собрать практически любую схему распределительного устройства. Наличие камер обеспечивает безопасный осмотр и ремонт отключенной линии, а также ограничивает возможность распространения аварии на соседние линии.

В *низковольтных распределительных устройствах* выводы обмоток низкого напряжения трансформатора соединяют со сборными шинами низковольтных распределительных щитов. Последние изготавливают на заводах и поставляют в виде полностью укомплектованных шкафов или панелей. На изоляторах щитов монтируют сборные шины. Щиты в зависимости от назначения подразделяют на силовые, осветительные и оперативного тока.

На трансформаторных подстанциях с диспетчерским персоналом устанавливают также щиты управления, которые содержат ключи, кнопки управления, контрольно-измерительные приборы. Под измерительными приборами располагают мнемосхему, отображающую первичные соединения элементов трансформаторной подстанции. В состав оборудования любой трансформаторной подстанции входят:

- силовой трансформатор, который непосредственно осуществляет преобразование электроэнергии для ее дальнейшего распределения;
- шины, обеспечивающие подвод приходящего напряжения и отвод нагрузок;
- коммутационные аппараты, позволяющие перераспределять электроэнергию;
- системы защит, автоматики, управления, сигнализации, измерения;
- вводные и вспомогательные устройства.

Если трансформаторная подстанция должна питать потребителей, среди которых имеются ответственные потребители обесточенной секции, то для повышения надежности применяют, как правило, двухтрансформаторные подстанции с секционированием шин и раздельной работой трансформаторов: секционный выключатель ($Q3$) отключен (рис. 1.2). При выходе из строя одного из трансформаторов срабатывает релейная защита и отключает поврежденный

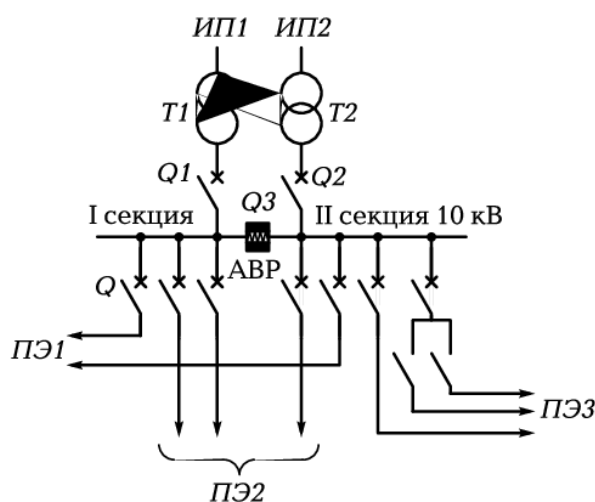


Рис. 1.2. Двухтрансформаторная подстанция:

$T1$, $T2$ — силовые трансформаторы; $ИП1$, $ИП2$ — источники питания; $ПЭ1$ — $ПЭ3$ — потребители электроэнергии; $Q1$, $Q2$ — высоковольтные выключатели; $Q3$ — секционный выключатель; Q — выключатели отходящих линий

трансформатор; далее срабатывает устройство автоматического включения резерва (АВР) и включает секционный выключатель. Таким образом, оставшийся в работе трансформатор будет питать еще и ответственных потребителей обесточенной секции.

Шины подстанции должны не только питать трансформатор, но и иметь минимальные потери напряжения. Для этого их выполняют из материалов с улучшенными токопроводящими характеристиками и увеличенным поперечным сечением.

В последнее время используют системы шин, устанавливаемые «жестко», что имеет следующие достоинства (рис. 1.3):

- уменьшается стоимость сооружения электрических подстанций (экономия материала, уменьшение объема строительно-монтажных работ);
- сокращается площадь электрических подстанций (уменьшается землеотвод для строительства подстанций);
- сокращаются сроки строительства электрических подстанций за счет уменьшения числа фундаментов и применения ошиновки с высокой степенью заводской готовности.

Такие конструкции широко применяют в России на новых строящихся подстанциях и успешно работают на напряжениях 35...500 кВ.

Силовые коммутационные аппараты необходимы на трансформаторных подстанциях для подключения под напряжение при эксплуатации, для вывода из работы при профилактическом обслуживании или в случае возникновения аварийных ситуаций и неис-

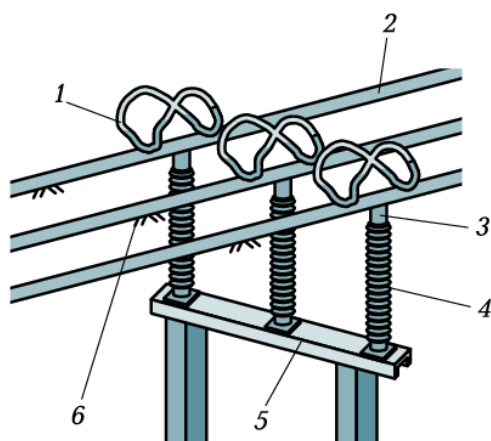


Рис. 1.3. Установка «жесткой системы» шин на открытом распределительном устройстве напряжением 110 кВ:

1 — токовый компенсатор; 2 — шина трубчатая; 3 — шинодержатель; 4 — опорный изолятор; 5 — рама; 6 — зажим

правностей. С этой целью коммутационные аппараты используют для отключения аварийных токов, коммутации рабочих нагрузок, обеспечения видимого разрыва участка электрической цепи при снятом с оборудования напряжении.

Для отключения номинальных или меньших токов в высоковольтных цепях применяют выключатели нагрузки, которые не предназначены для отключения токов коротких замыканий (КЗ). Поэтому выключатели нагрузки используют совместно с высоковольтными плавкими предохранителями, первыми разрывающими аварийную электрическую цепь при КЗ. При разрыве электрической цепи под нагрузкой образуется электрическая дуга, которая гасится в дугогасильной камере выключателя. Дугогасильная камера выключателя нагрузки рассчитана только на гашение дуги от номинальных или меньших токов, а дугогасильная камера силового высоковольтного выключателя — на гашение дуги еще и от токов КЗ.

В обесточенной цепи для отделения определенного участка схемы используют разъединители, которые работают, как правило, при снятом напряжении и могут отключать только остаточные (небольшие) токи. Однако в настоящее время разработаны разъединители с дугогасильной камерой. Значения отключаемых ими при этом токов в зависимости от их типа указаны в справочной литературе.

Работа оборудования трансформаторной подстанции происходит в автоматическом режиме под дистанционным наблюдением оперативного персонала. Чтобы предотвратить повреждения внутри системы электроснабжения применяют *автоматические защитные устройства* (релейная защита и автоматика), к которым подключают системы сигнализации для передачи оперативному персоналу достоверных сведений о происходящих коммутациях в электрической сети. Наиболее важная информация о положении ответственного электрооборудования передается по каналам телемеханики.

1.2. НАЗНАЧЕНИЕ, ТИПЫ, УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ЗАЩИТНО-КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 000 В

К основным защитно-коммутационным аппаратам напряжением выше 1 000 В электроподстанций относятся высоковольтные выключатели, разъединители, выключатели нагрузки, высоковольтные предохранители и токоограничивающие реакторы.

Высоковольтные выключатели. Выключатели являются важнейшим электрооборудованием электрических подстанций и представляют собой коммутационный аппарат, предназначенный для включения, отключения и повторного включения электрических цепей. Эти операции выключатели способны выполнять в нормальных режимах, а также при КЗ. Выключатели имеют электромагнитный, пружинный и другой вид привода для неавтоматического и автоматического управления.

Выключатели обеспечивают отключение и включение генераторов, трансформаторов, линий в нормальном режиме, а также в случае их повреждения. Кроме того, высоковольтные выключатели применяют для изменения состояния высоковольтной линии «включено — выключено» в целях оперативного управления системой электроснабжения, а также для отключения электрооборудования или участка электрической цепи в аварийных и при необходимости в нештатных ситуациях.

Выключатели, разделяющие сборные шины на секции, называют *секционными*. В электрических подстанциях секционные выключатели при нормальной работе, как правило, отключены, что делает работу секций шин независимой друг от друга, ограничивает ток КЗ и упрощает релейную защиту.

При повреждении одной из двух линий, питающих подстанцию, она отключается с обеих сторон релейной защитой, затем подается сигнал на работу устройства АВР и включается секционный выключатель. Восстанавливается электроснабжение той части потребителей, которые потеряли питание при отключении поврежденной линии. Пропускная способность каждой линии должна быть рассчитана на обеспечение электроэнергией ответственных потребителей обеих секций.

Наиболее тяжелый режим для всех типов высоковольтных выключателей — коммутация токов КЗ. Рост мощностей и классов напряжений энергосистем привел к увеличению значений токов КЗ и скорости восстановления напряжения в них.

К выключателям высокого напряжения предъявляют следующие требования:

- они должны надежно отключать токи любой величины, на которую они рассчитаны;
- обеспечивать быстроту действия при отключении, т. е. гасить дугу в возможно меньший промежуток времени;
- быть пригодными для автоматического повторного включения, т. е. быстро включаться после отключения релейной защитой электрической цепи;

- иметь возможность пофазного управления (для выключателей напряжением 110 кВ и выше);
- быть удобными для ревизии и осмотра контактов и механической части;
- быть взрыво- и пожаробезопасными;
- быть удобными при транспортировке и техническом обслуживании.

На электрических подстанциях применяют выключатели различных типов и конструкций. Они имеют разные принципы гашения дуги, в них используют различные дугогасящие среды (вакуум, элегаз и др.).

Вначале преимущественное применение имели масляные выключатели с большим и малым объемом масла. В настоящее время более востребованными являются вакуумные и элегазовые выключатели.

Все выключатели можно подразделить на следующие виды (свое название они получили за среду гашения дуги между контактами выключателя): масляные, вакуумные, элегазовые и др.

Основными конструктивными частями выключателей всех типов являются: токоведущие и контактные системы с дугогасительными устройствами, изоляционные конструкции, корпуса и вспомогательные элементы (указатели положения, газоотводы, предохранительные клапаны и др.).

Масляные выключатели. Масляные выключатели являются одними из первых коммутационных аппаратов в электроустановках высокого напряжения, которые используют и в настоящее время. Основное назначение масляных выключателей заключается в оперативном включении и отключении электрооборудования и электроустановок в нормальных и аварийных режимах, при неавтоматическом и автоматическом управлении.

На рис. 1.4 в качестве примера показана конструкция и основные размеры масляного выключателя типа ВМП-10 (В — выключатель; М — масляный; П — подвесной: подвесное исполнение полюсов). Выключатель ВМП-10 представляет собой маломасляный трехполюсный коммутационный аппарат, предназначенный для внутренней установки в стационарных распределительных устройствах переменного тока типа КСО и в КРУ с ячейками выкатного типа. Выключатель ВМП-10 отключает и включает токи нагрузки, а также отключает токи перегрузки и КЗ; выполняется с электромагнитным или пружинным приводом. Его собственное время отключения с приводом составляет не более 0,1 с; то же, но включения — 0,3 с.

По назначению высоковольтные масляные выключатели подразделяют на следующие виды:

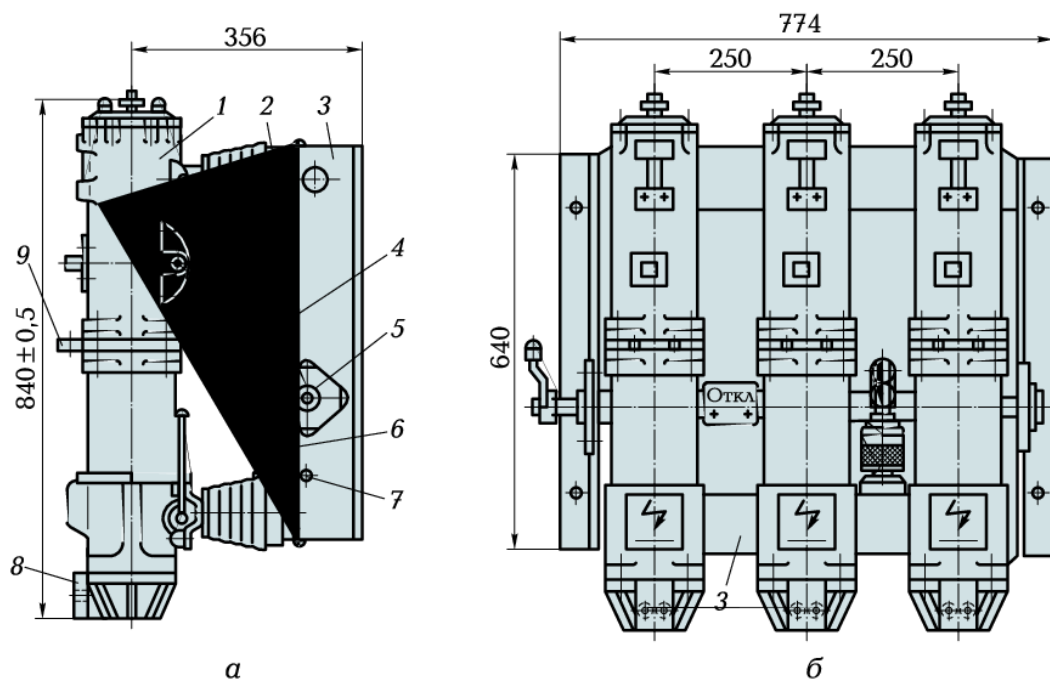


Рис. 1.4. Выключатель типа ВМП-10:

а — общий вид; *б* — разрез одного полюса; 1 — корпус выключателя; 2 — изолятор; 3 — рама; 4 — изоляционная тяга приводного механизма; 5 — вал; 6 — масляный буфер; 7 — болт для заземления; 8 — нижний контактный вывод; 9 — верхний контактный вывод

- сетевые напряжением от 6 кВ и более, которые применяют в электрических цепях для пропускания и коммутирования тока в нормальных условиях работы, а также для пропускания в течение заданного времени и коммутирования тока в аномальных условиях, таких как КЗ;
- генераторные на напряжение от 6 до 20 кВ, применяемые в цепях электрических машин (генераторов, синхронных компенсаторов, мощных электродвигателей) и предназначенные для пропускания и коммутаций тока в нормальных условиях, а также в пусковых режимах и при КЗ;
- выключатели для электротермических установок на напряжение от 6 до 220 кВ, применяемые в цепях крупных электротермических установок (например, сталеплавильных, рудотермических и других печей) и предназначенные для пропускания и коммутаций тока в нормальных условиях, а также в различных эксплуатационных режимах и при КЗ;
- выключатели специального назначения.

По **виду установки** различают высоковольтные масляные выключатели:

- *опорные*, т. е. имеющие основную изоляцию на землю опорного типа;
- *подвесные*, имеющие основную изоляцию на землю подвесного типа;
- *настенные*, укрепленные на стенах закрытых распределительных устройств (ЗРУ);
- *выкатные*, имеющие приспособления для выкатки из ячеек распределительных устройств;
- *встраиваемые* в КРУ.

По климатическим условиям высоковольтные выключатели имеют пять категорий размещения (вне и внутри помещений с различными условиями обогрева и вентиляции) и 11 климатических исполнений.

Широко применяют маломасляные выключатели в наружных установках на напряжения 110 и 220 кВ при условии их достаточной отключающей способности.

Достоинствами масляных выключателей являются: относительная простота конструкции, независимость от атмосферных явлений, простота монтажа при реконструкции, когда не планируется замена ячеек. Маломасляные выключатели имеют существенно меньшие габаритные размеры и массу, меньшую взрыво- и пожароопасность по сравнению с выключателями с большим объемом масла (например, с баковыми).

К *недостаткам* малообъемных масляных выключателей можно отнести необходимость иметь специальное масляное хозяйство, ограниченную способность к быстрдействию и частоте осуществления автоматического повторного включения.

Эксплуатация таких выключателей обходится дороже: замена и периодическая доливка масла, износ дугогасительных контактов, текущий ремонт. При работе масляного выключателя при низких температурах могут возникнуть трудности с подогревом масла. Отключающая способность масляных выключателей может оказаться недостаточной.

Вакуумные выключатели. Вакуумный выключатель в энергетике — это высоковольтный коммутационный аппарат для выполнения операций включения и отключения электрического тока в рабочем и аварийном режимах. При этом средой гашения дуги является вакуум. Электрическая прочность вакуумного промежутка во много раз больше, чем воздушного при атмосферном давлении. Это свойство используется в вакуумных дугогасительных камерах.

При расхождении контактов площадь их соприкосновения быстро уменьшается, на основании чего температура в точке со-

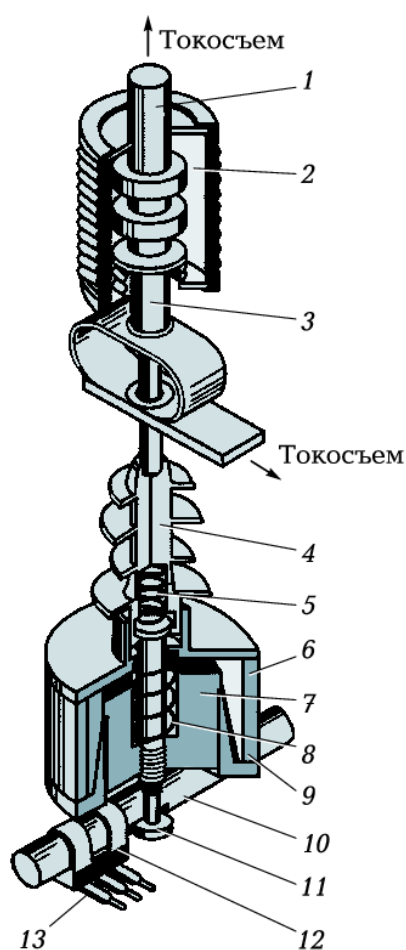


Рис. 1.5. Вакуумный выключатель:

1 — неподвижный контакт; 2 и 4 — тяговые изоляторы; 3 — подвижный контакт; 5 — пружина поджатия; 6 — кольцевой магнит; 7 — якорь; 8 — пружина отключения; 9 — катушка электромагнита; 10 — вал; 11 — пластина; 12 — постоянный магнит; 13 — герконы

прикосновения за счет проходящего тока резко повышается, образуется мостик из расплавленного металла. За очень короткое время этот мостик нагревается и испаряется. В среде паров металла загорается дуга. Вследствие глубокого вакуума происходит быстрая диффузия заряженных частиц в окружающее пространство. При переходе тока через «нуль» дуга гаснет. Примерно через 10 мкс между контактами восстанавливается электрическая прочность вакуума.

На рис. 1.5 показан разрез вакуумного выключателя, а на рис. 1.6 — устройство простейшей вакуумной камеры, в которой происходит гашение дуги. В по-

ложении «Включено» электроды прижаты друг к другу пружиной привода; в процессе отключения контакты размыкаются, зажигается дуга, которая горит в парах металла. Металлические пары непрерывно покидают дуговой промежуток и конденсируются на поверхности центрального экрана, изолированного от электродов. При приближении тока к «нулю» дуга гаснет и парообразование прекращается. При этом уменьшаются напряжение на дуге и энергия, выделяемая в дуговом промежутке; увеличивается отключающая способность (эрозия контактов минимальна).

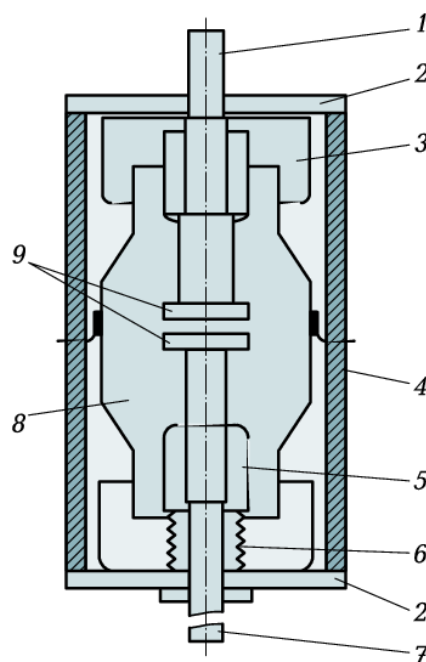
Камера имеет цилиндрический корпус, внутрь которого через верхний фланец входит неподвижный контакт, а через нижний фланец и сильфонное уплотнение — подвижный контакт. Так как контакты выполнены из тугоплавкого металла, то камера может выдерживать большое число отключений.

Основные достоинства вакуумных выключателей:

- высокая эксплуатационная надежность. Число отказов вакуумных выключателей на порядок ниже по сравнению с традиционными масляными выключателями;

Рис. 1.6. Устройство простейшей вакуумной камеры:

1 — неподвижный контакт; 2 — стальные торцевые фланцы; 3, 5 и 8 — экраны; 4 — стеклокерамическая оболочка; 6 — стальной ребристый сильфон; 7 — подвижный контакт; 9 — электроды



- быстроедействие и повышенный механический ресурс, что обеспечивается благодаря тому, что дугогасительная вакуумная камера допускает ход контактов не более 6... 10 мм (у масляных — 100... 200 мм);
- высокая коммутационная износостойкость и сокращение расходов на обслуживание. Число отключений рабочих токов вакуумных выключателей без ревизий и ремонта достигает 20 000, а отключений токов КЗ составляет в среднем 20... 200 в зависимости от значений токов и типа выключателя (для масляных выключателей эти цифры соответственно 100... 500 и 3... 10);
- безопасность и удобство эксплуатации. Масса вакуумных выключателей значительно меньше, чем у других типов выключателей (при одинаковых номинальных параметрах коммутируемых токов и напряжений). Бесшумность работы, экологическую безопасность и высокую пожарную и взрывобезопасность работы в средах с высокой агрессивностью обеспечивает малая энергия привода, небольшие динамические нагрузки и отсутствие утечки газов и масла;
- автономность работы. Это связано с тем, что вакуумная дугогасительная камера не нуждается в пополнении дугогасящей среды. Последнее снижает расходы на эксплуатацию вакуумного выключателя;
- высокая скорость коммутации и готовность к повторным включениям;
- работа выключателей без текущих и средних видов ремонта в течение всего срока их службы (25 лет) с минимальными периодическими проверками их состояния.

Вакуумные выключатели — самые «чистые» типы выключателей: они не имеют никаких проблем с загрязнением окружающей среды и выделением небезопасных для экологии веществ. Они

практически бесшумны в работе. Следует также отметить невысокую стоимость эксплуатации вакуумных выключателей и редко требуемую замену дугогасительных камер.

Установленные на линейных присоединениях вакуумные выключатели без проблем отключают зарядные токи кабельных и воздушных линий, находящихся под напряжением. Однако при отключении вакуумными выключателями небольших индуктивных токов (холостой ток силовых трансформаторов) имеется вероятность коммутационных перенапряжений.

В случае потери вакуума в одной из дугогасительных камер происходит приваривание контактов. Поэтому необходим постоянный контроль отсутствия напряжения на всех трех фазах после отключения присоединения. Ресурс дугогасительного устройства по отключению токов КЗ не очень большой.

Широко используют вакуумные выключатели многих российских и зарубежных производителей.

Элегазовые выключатели. Элегазовый выключатель — один из самых современных типов высоковольтных выключателей. Он представляет собой коммутационный аппарат, широко применяемый в электроустановках класса напряжений 6 ... 750 кВ. Изолирующей и дугогасительной средой выключателя является элегаз (электрический газ), представляющий собой химически не активный вплоть до температуры 150 °С негорючий газ, который не оказывает вредного воздействия на металлы, пластики и другие конструкционные материалы, как правило, применяемые в выключателях высокого напряжения. Кроме того, он обладает высокой прочностью и теплопроводностью.

Элегаз (шестифтористая сера) имеет плотность, которая в пять раз превышает плотность воздуха, а его электрическая прочность в два-три раза выше прочности воздуха. В элегазе при атмосферном давлении может быть погашена дуга с током, который в 100 раз превышает ток, отключаемый в воздухе при тех же условиях.

К достоинствам элегаза можно отнести также то, что он не требует ухода, как, например, трансформаторное масло, не стареет, не оказывает погубного влияния на конструктивные части аппарата (при нормальной эксплуатации), является сравнительно недорогим. Дугогасительное устройство элегазового выключателя отличается простотой конструкции и небольшими размерами. Гашение дуги происходит достаточно быстро.

В элегазовых выключателях применяют автопневматические (автокомпрессионные) дугогасительные устройства, в которых газ

в процессе отключения сжимается поршневым устройством и направляется в зону дуги.

Основные достоинства элегазовых выключателей:

- возможность располагать его в установках открытого и закрытого типа практически всех классов напряжения;
- простота и надежность конструкции;
- большой коммутационный ресурс контактной системы; однако он ниже, чем у аналогичного вакуумного выключателя;
- высокая отключающая способность;
- возможность работать в режиме переключения больших и малых токов без возникновения перенапряжения, что автоматически исключает наличие устройств ограничения напряжения;
- высокая скорость срабатывания;
- компактность и высокая сейсмостойкость;
- взрыво- и пожаробезопасность;
- широкий диапазон номинальных напряжений (6 ... 1150 кВ);
- межремонтный период увеличен до 15 лет;
- небольшие габаритные размеры и масса (в несколько раз меньше масляного выключателя).

Недостатками элегазовых выключателей являются высокие требования к качеству элегаза (необходимость специальных устройств для наполнения, перекачки и очистки газа), применение специальной аппаратуры для периодического обслуживания коммутационного аппарата, образование в процессе эксплуатации вредных для организма человека веществ — *фторидов*, экологические проблемы эксплуатации, значительные текущие затраты на эксплуатацию из-за высоких требований к качеству элегаза.

Кроме того, температура окружающей среды влияет на агрегатное состояние элегаза, что требует применения систем подогрева выключателя при пониженных температурах (при $-40\text{ }^{\circ}\text{C}$ элегаз становится жидкостью).

Выводы по применяемым типам выключателей. Элегазовые и вакуумные выключатели являются достойной заменой масляных коммутационных аппаратов. Это объясняется отличными дутогасящими свойствами вакуума и элегаза, а также повышенной безопасностью эксплуатации коммутационного оборудования с их применением. Несмотря на то что вакуумное и элегазовое электрооборудование недешево, пока что не найден достойный конкурент средам гашения дуги — вакууму и элегазу.

В настоящее время элегазовые выключатели заменяют масляными выключателями в сетях 110 кВ и выше. Вакуумные выключатели получили распространение в сетях напряжением от 6 до 35 кВ.

Качество функционирования высоковольтных выключателей определяет надежность и энергобезопасность работы всей системы передачи и распределения электроэнергии как в нормальных, так и в аварийных режимах.

При выборе элегазовых или вакуумных выключателей решающее значение могут иметь условия, в которых они будут работать. Например, вакуумные выключатели особенно эффективны там, где необходимы частые коммутации и большой ресурс. Преимуществом вакуумных выключателей перед элегазовыми является простота конструкции.

Примеры типов высоковольтных выключателей:

- ВБЭ-110 — выключатель вакуумный с электромагнитным приводом, применяется для ЗРУ напряжением 110 кВ, в том числе для коммутации трансформаторов ДСП (дуговых сталеплавильных печей);
- МГТ-10 — выключатели маломасляные, генераторные, горшковые с электромагнитным приводом типа ПЭ-21, напряжением 10 кВ.

Разъединители. Разъединители относятся к числу основного высоковольтного электрооборудования электрических подстанций и представляют собой коммутационный аппарат, основным назначением которого является изоляция предварительно отключенных выключателями частей системы электроснабжения от смежных частей, находящихся под напряжением, для безопасного производства работ (ремонта, профилактических испытаний и т. д.).

Кроме того, при отсутствии в электрической цепи выключателя в электроустановках 6 ... 10 кВ допускается включение и отключение разъединителями небольших токов, значительно меньших номинальных токов этих аппаратов.

В качестве примера на рис. 1.7 показаны высоковольтные разъединители для внутренней установки: однополюсный — типа РВО на напряжение 6 кВ и трехполюсный — типа РВЗ на напряжение 10 кВ.

Разъединители РВО и РВЗ (Р — разъединитель; В — для внутренней установки; О — однополюсный; З — с заземляющими ножами) совместно с приводом ПР-10 предназначены для включения и отключения под напряжением участков электрической цепи напряжением до 10 кВ при отсутствии нагрузочного тока, или для изменения схемы соединения, а также заземления отключенных участков с помощью стационарных заземлителей при их наличии.

Заземлитель предназначен для заземления токоведущего контура при условии отсутствия напряжения и обеспечения безопасного

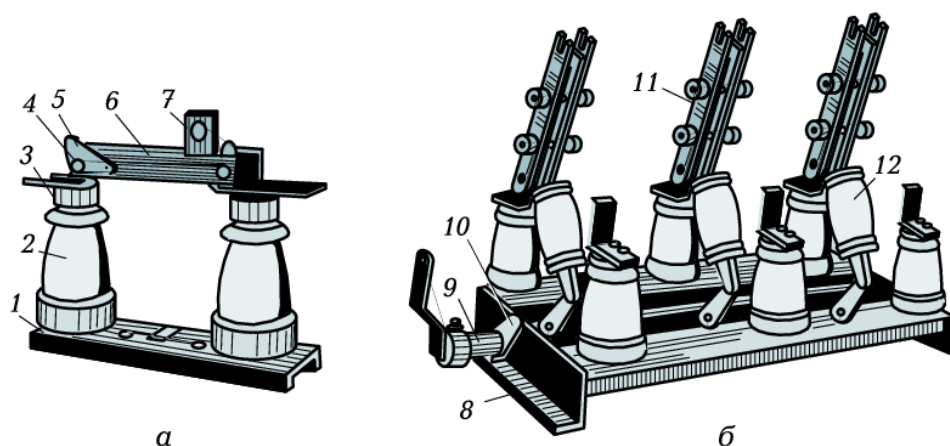


Рис. 1.7. Высоковольтный разъединитель для внутренней установки:

а — однополюсный типа РВО на 6 кВ; *б* — трехполюсный типа РВТ на 10 кВ; 1 — цоколь; 2 — опорный изолятор; 3 — неподвижный контакт; 4 — ось скобы упора; 5 — скоба; 6 — подвижный контактный нож; 7 — ушко для управления разъединителем; 8 — рама; 9 — вал; 10 — упор; 11 — нож разъединителя с контактными пружинами и электромагнитным замком; 12 — тяга

производства работ на отключенном участке электрической цепи. Климатическое исполнение УЗ, степень защиты IP00, диапазон рабочих температур от -40 до $+45$ °С.

Однополюсный разъединитель типа РВО состоит из цоколя, опорных изоляторов и токопровода, состоящего из двух неподвижных контактов и соединяющего их подвижного ножа. Конструкция разъединителя РВО не допускает самопроизвольное открытие ножа.

Трехполюсный разъединитель типа РВЗ смонтирован на общей металлической раме с общим валом для трех фаз. Контактная система каждой фазы разъединителя крепится на двух опорных изоляторах. Разъединители с заземляющими ножами имеют механическую блокировку, не позволяющую включить заземляющие ножи при включенных главных ножах, и наоборот.

Разъединитель используется для производства следующих операций:

- отключения и включения токов ненагруженных силовых трансформаторов (токов холостого хода) и зарядных токов кабельных и воздушных линий ограниченной мощности, а также токов замыкания на землю;
- переключений (в нормальных условиях) присоединений на подстанциях с одной секции сборных шин на другую без прерывания тока;
- отключения уравнительных токов; например, для разъединителей на напряжение 6... 10 кВ величина уравнительного тока

не должна превышать 70 А при условии проведения операций трехполюсными разъединителями наружной установки с механическим приводом;

- заземления отключенных и изолированных участков системы электроснабжения с помощью вспомогательных ножей, предусмотренных для этой цели; если разъединители снабжаются стационарными заземлителями, то в этом случае можно не прибегать к установке переносных заземлителей на оборудовании, выводимым в ремонт.

Конструкция разъединителей отличается простотой. Обязательным является наличие в положении «Отключено» видимого разрыва в воздухе, указывающего на то, что участок системы электроснабжения, который должен быть отключен, действительно изолирован от смежных участков.

Контактная система разъединителей не имеет дугогасительных устройств, и рассчитаны они на малый ток, поэтому при ошибочных отключениях токов нагрузки возникает устойчивая дуга, которая может привести к авариям и несчастным случаям с обслуживающим персоналом. Однако допускается использовать разъединители для включения и отключения небольших токов, например, тока нейтрали трансформаторов дугогасящих реакторов при отсутствии в сети замыканий на землю, зарядного тока шин и оборудования всех напряжений (кроме конденсаторных батарей).

Разъединители снабжаются приводом — ручным (оперативная штанга), рычажным или штурвальным, двигательным (электрическим или пневматическим). Во избежание ошибочных действий обслуживающего персонала, т.е. размыкания цепи под током, что может привести к крупным авариям и несчастным случаям, разъединитель блокируется с выключателем. Блокировка обеспечивает операции разъединителем только при отключенном выключателе.

Разъединители классифицируют по следующим параметрам:

- по числу полюсов — одно- и трехполюсные;
- роду установки — для внутренних и наружных установок;
- конструкции — рубящего, поворотного, катящегося, пантографического и подвесного типа;
- способу установки — с вертикальным и горизонтальным расположением ножей.

Наиболее часто применяют трехполюсные разъединители с общим управлением полюсами. Последние могут быть связаны между собой механически, электрически или пневматически.

К разъединителям предъявляют следующие требования с точки зрения обслуживания их оперативным персоналом:

- разъединители должны создавать видимый разрыв в цепи для обеспечения безопасности проведения ремонта и последующих монтажных работ;
- контактная сеть должна иметь необходимую электродинамическую и термическую стойкость к токам КЗ;
- разъединитель и механизм его привода должны надежно удерживаться во включенном положении при протекании тока КЗ;
- промежуток между разомкнутыми контактами должен иметь повышенную электрическую прочность;
- разъединители должны допускать четкое включение и отключение при наихудших условиях работы (снег, ветер, обледенение и др.);
- разъединители должны иметь более простую конструкцию, удобную для монтажа и эксплуатации (например, опорные изоляторы и изоляционные тяги должны выдерживать механические нагрузки, которые возникают при выполнении операций);
- главные ножи должны иметь блокировку с ножами заземляющего устройства, исключающую одновременное включение тех и других;
- приводы должны иметь устройства, которые жестко фиксировали бы ножи в каждом из двух оперативных положений: «Включено» и «Отключено».

Основным элементом разъединителя являются его контакты, которые должны надежно работать при номинальном режиме, при перегрузках и сквозных токах КЗ. При работе разъединителя его контакты подвергаются высоким контактными нажатиям.

Примеры типов разъединителей:

- РНВ(З).1(2)-500/2000Т1 — разъединитель для наружной установки, с вертикальным движением главных ножей, с заземляющими ножами; в обозначении указано число заземляющих ножей, номинальное напряжение приведено в киловольтах, номинальный ток — в амперах. Применяют такие разъединители в районах с тропическим климатом, на открытом воздухе;
- РВЗ-2-35/1000УЗ — разъединитель для внутренней установки, с заземляющими ножами; в обозначении разъединителя указано число заземляющих ножей, номинальное напряжение приведено в киловольтах, номинальный ток — в амперах. Применяют такие разъединители в районах с умеренным климатом, в закрытых помещениях.

Выключатели нагрузки. Выключатели нагрузки предназначены для включения и отключения рабочего тока (тока нагрузки) на электрических подстанциях и представляют собой трехполюсный

коммутационный аппарат переменного тока для напряжения выше 1 кВ, снабженный приводом для автоматического и неавтоматического управления. Дугогасительные устройства выключателей нагрузки рассчитаны на гашение маломощной дуги, возникающей при отключении тока нагрузки. На выключатели нагрузки могут монтироваться стационарные заземляющие ножи с механической блокировкой для предотвращения ошибочных действий оперативного персонала по включению аппарата.

Выключатели нагрузки не предназначены для отключения тока КЗ, но их включающая способность соответствует электродинамической стойкости при КЗ. Чтобы разорвать цепь в случае возникновения КЗ, последовательно с выключателем нагрузки устанавливают высоковольтный плавкий предохранитель соответствующей отключающей способности.

Выключатели нагрузки могут заменять дорогостоящие высоковольтные выключатели, если они проходят по своим параметрам. Дело в том, что дорого стоит не только сам высоковольтный выключатель, но и привод к нему. Поэтому такая замена экономически выгодна.

Если ток в электрической сети относительно небольшой и составляет порядка 400 ... 500 А, то целесообразно высоковольтный выключатель с релейной защитой заменить выключателем нагрузки с предохранителем.

Для отключения токов КЗ, превышающих допустимые значения для выключателей нагрузки, последние комплектуются кварцевыми предохранителями; полученный комплект обозначают ВНП (выключатель нагрузки с предохранителем).

В выключателях нагрузки для гашения дуги используют камеры с автогазовым, автопневматическим, электромагнитным, элегазовым дутьем и вакуумными элементами. Процесс гашения дуги при использовании различных камер происходит по-разному. Так, при автогазовом дутье гашение дуги происходит с помощью газа, выделяющегося под воздействием температуры дуги из стенок камеры.

При элегазовом дутье дугогасительная камера выключателя нагрузки заполняется газом при давлении в две атмосферы и в момент отключения дуга омывается этим газом, создаваемым поршневым устройством, и гаснет. Серийно выпускают элегазовые выключатели нагрузки на напряжение 110 кВ и выше.

Выключатели нагрузки применяют для присоединения силовых трансформаторов на стороне высшего напряжения 6 (10) кВ вместо силовых высоковольтных выключателей, если это возможно

по условиям работы электроустановки. При возникновении КЗ функции автоматического отключения трансформаторов в случае их повреждения возлагают на плавкие предохранители или на высоковольтные выключатели предшествующих звеньев системы (например, на линейные выключатели, расположенные ближе к источнику питания).

Аппараты ВНП рекомендуется применять для присоединения силовых трансформаторов мощностью до 1 600 кВ·А, батареи конденсаторов до 400 квар, электродвигателей напряжением 3...6 кВ мощностью до 600...1 500 кВт.

В распределительных сетях распространение получили также выключатели нагрузки с дугогасительными устройствами газогенерирующего типа (ВНР, ВАНА и др.). На рис. 1.8 показан общий вид такого выключателя нагрузки.

Выключатель нагрузки выполнен на основе трехполюсного разъединителя для внутренней установки и снабжен автогазовым дугогасительным устройством. Принцип действия выключателя нагрузки при отключении токовой нагрузки основан на гашении электрической дуги, возникающей при размыкании дугогасительных контактов потоком газа, образующегося в результате воздействия высокой температуры дуги на твердое газогенерирующее вещество. При включении выключателя первыми замыкаются главные контакты, а затем — дугогасительные. При отключении первыми размыкаются главные контакты, а затем — дугогасительные.

Выключатель нагрузки состоит из сварной рамы с валом, на которой установлены опорные изоляторы трех полюсов. На трех нижних изоляторах крепят контакты, к которым шарнирно присоединены главные подвижные контакты. На верхних изоляторах установлены дугогасительные устройства и главные неподвижные контакты. На главных подвижных контактах закреплен корпус, в котором расположен подвижный дугогасительный контакт.

Высоковольтные предохранители. Высоковольтные плавкие предохранители предназначены для защиты электрических цепей от сверхтоков и представляют собой однополюсный коммутационный аппарат для автоматического однократного отключения электрической цепи при КЗ или перегрузке.

Действие плавкого предохранителя основано на плавлении током металлической вставки небольшого сечения и гашении образовавшейся при этом дуги.

На рис. 1.9 в качестве примера показан общий вид и патрон плавкого предохранителя с кварцевым наполнением. Кварцевые плавкие предохранители относятся к токоограничивающим, не-

газогенерирующим в основном для внутренней установки и выполняются на напряжения от 220 В до 35 кВ.

Кварцевый предохранитель состоит из керамического или стеклянного патрона, плавкой вставки, металлических колпачков, наполнителя и указателя срабатывания предохранителя. Высокие требования предъявляют к кварцевому песку. Плавкая вставка выполняется из посеребренной меди или констатана. Вследствие

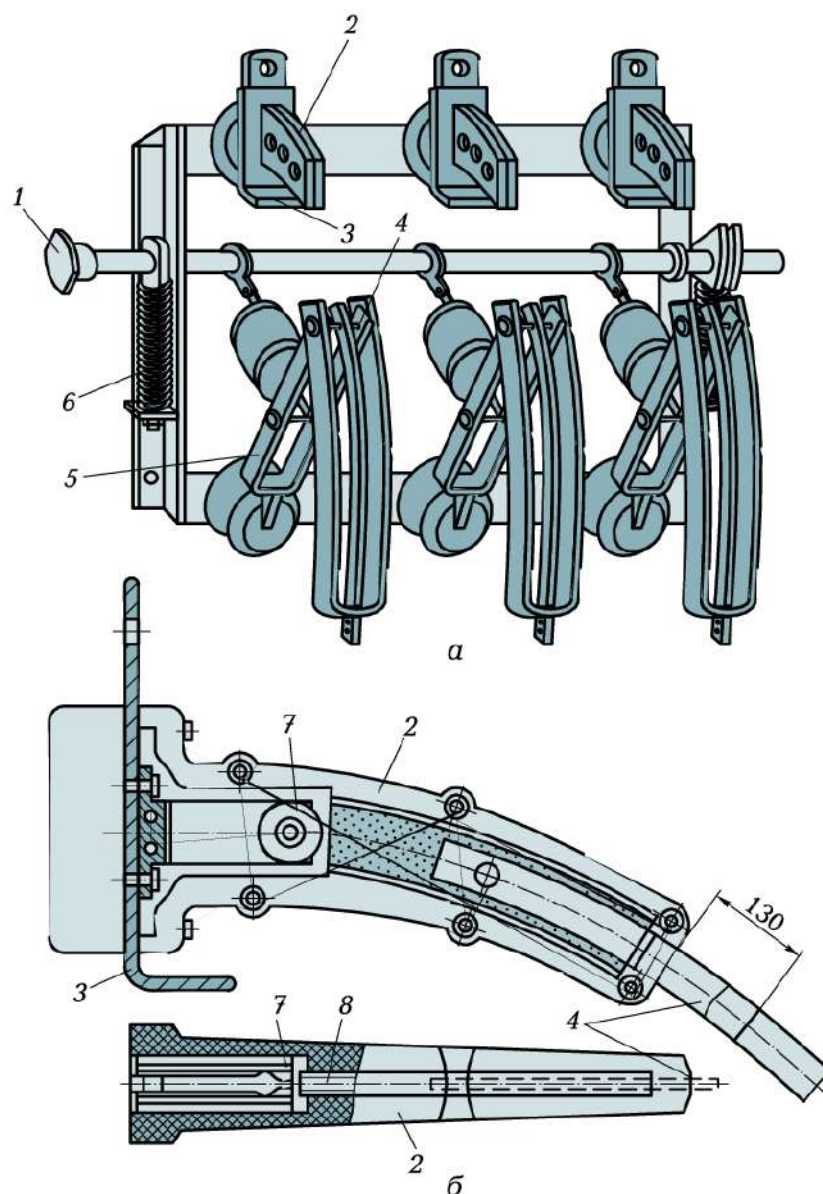


Рис. 1.8. Выключатель нагрузки:

а — общий вид; *б* — дугогасительная камера; 1 — вал; 2 — корпус дугогасительной камеры; 3 — главный неподвижный контакт; 4 — подвижный дугогасительный контакт; 5 — подвижный контакт; 6 — отключающая пружина; 7 — неподвижный дугогасительный контакт; 8 — газогенерирующие вкладыши

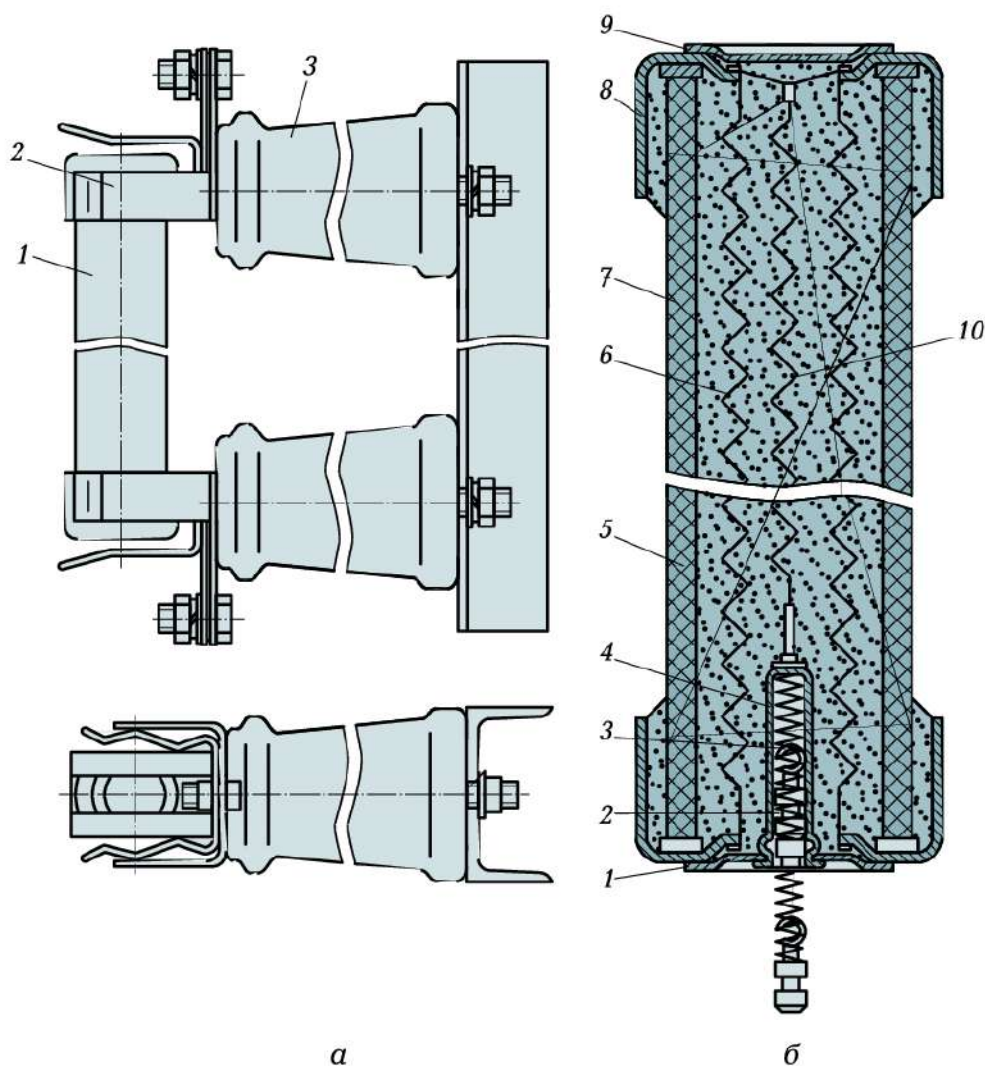


Рис. 1.9. Общий вид (а) и патрон (б) предохранителя с кварцевым наполнением:

1 — нижняя крышка патрона; 2 — контакты (указатель срабатывания); 3 — опорные изоляторы (пружина); 4 — держатель; 5 — фарфоровая трубка (патрон); 6 — основная плавкая вставка; 7 — кварцевый песок; 8 — металлические колпачки; 9 — крышка; 10 — плавкая вставка

большой длины плавкой вставки ее выполняют в виде спиральной навивки. Дуга горит в песке, создается локальное давление и дуга гаснет. Выпускают кварцевые предохранители типов ПК, ПКТ, ПКТН и ПН (Н — насыпной).

Достоинства плавких предохранителей:

- простота устройства и на основании этого невысокая стоимость;
- быстрое отключение цепи при КЗ;
- способность предохранителей некоторых типов ограничивать ток КЗ.

Недостатки плавких предохранителей:

- обеспечение избирательности отключения участков цепи только в радиальных сетях;
- большое время автоматического повторного включения цепи после ее отключения плавким предохранителем;
- возникновение перенапряжений при отключении цепей плавкими предохранителями;
- возможность однополюсных отключений и последующая аномальная (неполнофазная) работа участков системы (перегорание плавкой вставки в одной фазе трехфазного потребителя).

Плавкие предохранители широко применяют в электрических системах напряжением до 1 кВ, в то время как в электроустановках выше 1 кВ они имеют ограниченное использование. Плавкие предохранители применяют в основном для защиты силовых трансформаторов, измерительных трансформаторов напряжения, батарей конденсаторов, а также совместно с выключателями нагрузки (высоковольтные плавкие предохранители).

Плавкие предохранители имеют разнообразную конструкцию и состоят из следующих основных частей: корпуса, плавкой вставки, контактной части, дутогасительного устройства или дутогасительной среды. Большинство предохранителей имеет указатели срабатывания той или иной конструкции, облегчающие эксплуатацию.

Основными параметрами плавких предохранителей являются номинальный ток, номинальное напряжение и номинальный ток отключения. Следует различать номинальный ток предохранителя и номинальный ток плавкой вставки. Номинальный ток предохранителя равен номинальному току наибольшей из предназначенных для него плавких вставок. Таким образом, в один и тот же корпус предохранителя могут быть вставлены плавкие вставки на различные номинальные токи.

В нормальном режиме тепло, выделяемое током нагрузки в плавкой вставке, передается в окружающую среду, и поэтому температура всех частей предохранителя не превышает допустимую. При перегрузках и КЗ температура вставки увеличивается и вставка расплавляется. Чем больше ток, тем меньше время плавления вставки. Зависимость времени плавления от тока называется защитной, или токовременной, характеристикой предохранителя.

При использовании в схеме в качестве защиты плавких предохранителей важно обеспечить селективность их работы.

Плавкая вставка может состоять из одного или нескольких медных проводников, покрытых серебром, количество которых зависит от величины номинального тока.

Если при эксплуатации электрооборудования происходит перегорание плавкой вставки предохранителя, то его перезарядка в производственных условиях практически исключена. Очень трудно обеспечить надежную работу плавких предохранителей у электрооборудования, работающего на открытом воздухе, так как присутствующая в атмосфере влага увлажняет наполнитель и с попаданием в предохранитель влаги теряется его способность гасить дугу.

Примеры типов высоковольтных предохранителей:

- ПКТ101-10-2-31,5УЗ — плавкий предохранитель токоограничивающий на номинальное напряжение 10 кВ; в обозначении плавкого предохранителя указан номинальный ток предохранителя в амперах, номинальный отключаемый ток — в килоамперах. Применяют такие плавкие предохранители в умеренном климате в помещениях;
- ПР-2-1000 — плавкий предохранитель (П), разборный (Р), наибольший ток плавкой вставки указан в амперах.

1.3. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

Силовые трансформаторы. Силовой трансформатор — статическое электромагнитное устройство, имеющее две или более индуктивно связанные обмотки и предназначенное для преобразования посредством электромагнитной индукции одной или нескольких систем переменного тока в одну или несколько других систем переменного тока.

Силовые трансформаторы являются главным электрооборудованием электроподстанций. Электроэнергия, производимая на электростанциях, трансформируется в повышающих трансформаторах для последующей ее передачи.

Для удобства эксплуатации систем электроснабжения выбирают не более двух-трех стандартных мощностей трансформаторов, что сокращает складской резерв и облегчает замену поврежденных трансформаторов.

Силовые трансформаторы **классифицируют** по следующим признакам:

- по назначению (общие и специальные);
- числу фаз — одно, трех- и многофазные;

- числу обмоток различного напряжения на каждую фазу (двух-, трехобмоточные и с расщепленными обмотками);
- способу охлаждения силовые трансформаторы — сухие, в которых основной изолирующей средой служит твердый диэлектрик, а охлаждающей — атмосферный воздух; масляные, в которых изолирующей и теплоотводящей средой является трансформаторное масло; трансформаторы с заполнением негорючим жидким диэлектриком: естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком (Н) и с дутьем (НД).

Шкала номинальных мощностей современных силовых трансформаторов имеет следующий вид, кВ·А: 10, 16, 25, 40, 63, 100, 160, 250, 400, 630, 1 000, 1 600, 2 500, 4 000, 6 300, 10 000 и т.д.

Каждый трансформатор имеет следующее условное буквенное **обозначение**: О — однофазные; Т — трехфазные; Р — с расщепленными обмотками; Н — регулирование напряжения под нагрузкой (РПН) или переключение выводов обмотки трансформатора без возбуждения (ПБВ). После буквенного обозначения указывается номинальная мощность и класс напряжения.

Главными требованиями, предъявляемыми к трансформаторам, являются надежность и экономичность их работы. Основные конструктивные части силового трансформатора — магнитопровод и обмотки.

Магнитопровод трансформатора собирают из листов электротехнической стали, которые тщательно изолируют друг от друга для уменьшения потерь от вихревых токов. Магнитопровод предназначен для замыкания в нем основного магнитного потока. Конструкция магнитопровода во многом определяет массу и габаритные размеры трансформатора, а качество стали и точность сборки — экономичность его работы.

На рис. 1.10 показано устройство силового масляного трансформатора мощностью 1 000...6 300 кВ·А класса напряжения 35 кВ.

Обмотки трансформаторов должны обладать достаточной электрической и механической прочностью. Изоляция обмоток и отводов от них должна без повреждений выдерживать коммутационные и атмосферные перенапряжения. Кроме того, обмотки должны выдерживать электродинамические усилия, возникающие при протекании токов КЗ, а система охлаждения и изоляция должны быть надежными. Для присоединения обмоток трансформатора к сети служат вводы.

Активную часть трансформатора вместе с отводами и переключающими устройствами для регулирования напряжения помещают в бак. Крышку бака используют для установки вводов, выхлопной

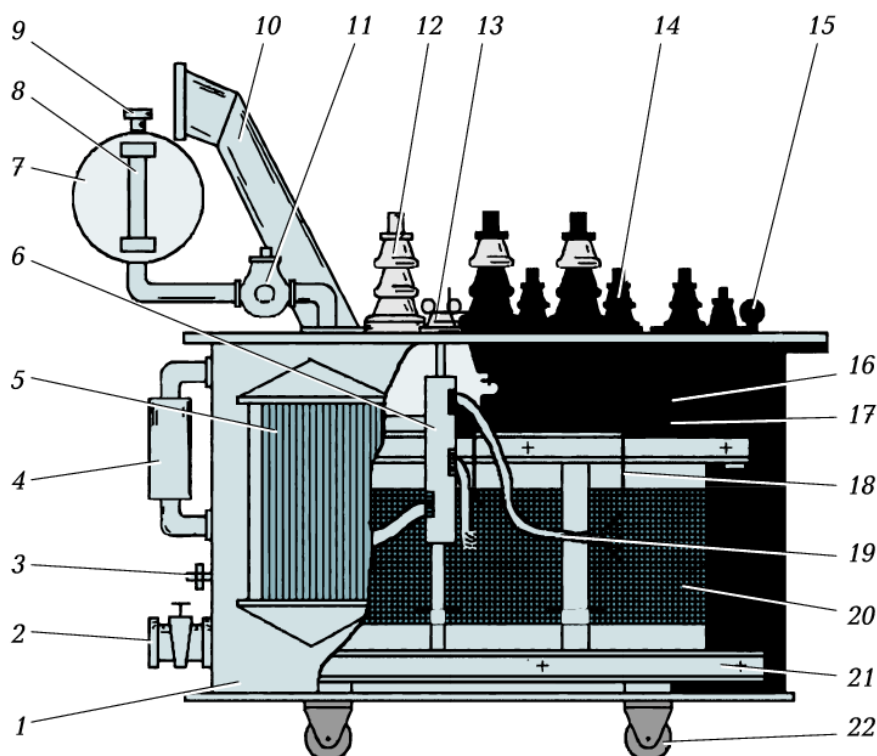


Рис. 1.10. Устройство силового масляного трансформатора мощностью 1 000...6 300 кВ·А класса напряжения 35 кВ:

1 — бак; 2 — вентиль; 3 — болт заземления; 4 — термосифонный фильтр; 5 — радиатор; 6 — переключатель; 7 — расширитель; 8 — маслоуказатель; 9 — воздухоосушитель; 10 — выхлопная труба; 11 — газовое реле; 12 — ввод высокого напряжения (ВН); 13 — привод переключающего устройства; 14 — ввод низкого напряжения (НН); 15 — подъемный рым-болт; 16 — отвод НН; 17 — остов; 18 — отвод ВН; 19 — ярмовая балка остова (верхняя и нижняя); 20 — регулировочные ответвления обмоток ВН; 21 — обмотка ВН (внутри НН); 22 — каток тележки

трубы, крепления расширителя, термометров и других деталей. На стенки бака для охлаждения укрепляют радиаторы.

Расширитель трансформатора имеет форму вытянутого цилиндра, который соединен трубопроводом с баком. Бак трансформатора заполнен тщательно очищенным трансформаторным маслом, уровень которого изменяется при нагреве и охлаждении, что приводит к колебанию уровня масла в расширителе; при этом воздух вытесняется из расширителя. Расширитель связан с окружающей средой через селикагелевый *воздухоосушитель*.

Для более надежного предохранения масла от окисления трансформаторы большой мощности выполняют герметизированными с полной изоляцией масла, находящегося в расширителе, от атмосферного воздуха. Это осуществляется с помощью подушки, образующейся из инертного газа (азота), — *азотная защита*.

Выхлопная труба предназначена для выброса масла и газов при внутренних повреждениях в трансформаторе, сопровождающихся значительным повышением давления в баке. К баку трансформатора крепится *термосифонный фильтр* (для непрерывного обезвоживания и очистки масла), заполненный веществом, поглощающим продукты окисления масла. При циркуляции масла через фильтр происходит непрерывная регенерация масла.

Силовые трансформаторы классифицируют на три вида: масляные, сухие и с негорючим жидким диэлектриком.

Масляные трансформаторы из-за опасности пожара и взрыва, как правило, устанавливают в специально сооруженных помещениях с огнестойкими стенами или на открытых ограждаемых площадках. Контроль за работой масляного трансформатора осуществляется с помощью маслоуказателя, который устанавливается на расширителе, и термометра — на крышке бака.

К защитным устройствам трансформатора относится газовое реле, которое защищает трансформатор от внутренних повреждений, сигнализирует о снижении уровня масла и автоматически отключает трансформатор при недопустимом его снижении.

Современные масляные трансформаторы типа ТМГ (рис. 1.11) отличаются повышенной надежностью и пониженными эксплуатационными затратами. Трансформаторы предназначены для наружной и внутренней установки умеренного и холодного климата. В первом случае они работают в диапазоне температур от +45 до –45 °С, во втором случае — от +45 до –60 °С. Окружающая среда должна быть невзрывоопасной, не содержащей пыли в концентрациях, снижающих параметры изделий в недопустимых пределах. Трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибрации, ударов и в химически активной среде. Высота установки трансформаторов над уровнем моря составляет не более 1 000 м.

Трансформаторы выполняют герметичными, они не имеют расширителя, температурные изменения объема масла компенсируются изменением гофров бака за счет пластичной их деформации, а при повышении давления сверх допустимого срабатывает предохранительный клапан.

Наиболее перспективным путем снижения затрат на производство и эксплуатацию трансформаторов типа ТМГ является применение «аморфного» магнитопровода, что обеспечивает более чем в четыре раза снижение потерь холостого хода трансформаторов по сравнению с традиционными магнитопроводами из электротехнической стали. Кроме того, улучшаются магнитные характеристики за счет уменьшения магнитных потерь.

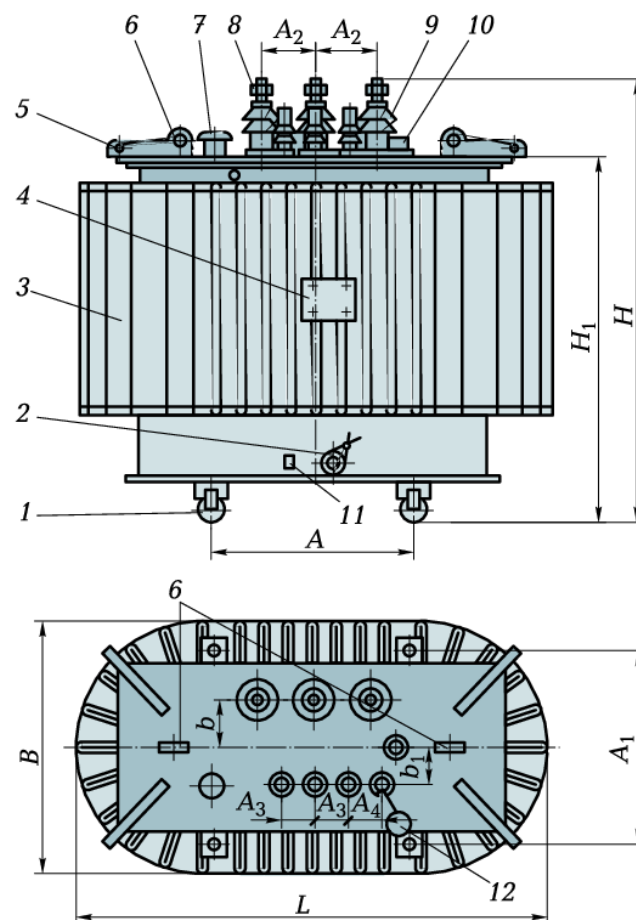


Рис. 1.11. Габаритные размеры масляного трансформатора типа ТМГ:

1 — транспортный валик; 2 — сливная пробка; 3 — бак; 4 — табличка; 5 — пластина для крепления при транспортировке; 6 — серьги для подъема изделия; 7 — патрубок для заполнения маслом; 8 — ввод ВН; 9 — ввод НН; 10 — переключатель; 11 — зажим заземления; 12 — предохранитель; $A, A_1, A_2, A_3, A_4, b, b_1, H, H_1, L, B$ — буквенные обозначения размеров силовых трансформаторов

Опыт эксплуатации «аморфных» силовых трансформаторов показал, что, имея повышенную стоимость, они окупаются в течение 3...4 лет в зависимости от региональных тарифов на электроэнергию.

Сухие трансформаторы выпускают с литой изоляцией и с изоляцией из ткани типа номекс с обозначением ТС(З)Н (трансформаторы сухие, закрытые, с изоляцией номекс).

Трансформаторы предназначены для работы в помещениях в условиях умеренного климата при температуре окружающего воздуха от +40 до -45 °С, влажностью до 80 % при температуре 25 °С. Среда и климатические условия такие же, как и у трансформаторов типа ТМГ. Трансформаторы предназначены для установки в

промышленных помещениях и общественных зданиях, к которым предъявляют повышенные требования в части пожаробезопасности и экологической чистоты.

Основные достоинства сухих трансформаторов:

- не поддерживают горение, не выделяют значительного количества ядовитого дыма;
- имеют низкие потери при электропередаче за счет их расположения рядом с потребителем (сокращается протяженность ЛЭП низкого напряжения);
- обладают достаточным температурным резервом;
- имеют меньшее число выходов из строя, а следовательно, меньшее время ремонта;
- за счет возможности располагаться на любом этаже нет в этих случаях необходимости строительства трансформаторной подстанции.

В эксплуатации сухие трансформаторы удобнее масляных, так как не нужно иметь масляного хозяйства для заправки баков трансформаторов, отсутствует необходимость в таких операциях, присущих масляным трансформаторам, как очистка и сушка масла. Сухие трансформаторы выполняют открытыми (С), защищенными (СЗ) и герметизированными (СГ). Для повышения интенсивности охлаждения сухих трансформаторов дополнительно применяют обдув обмоток и магнитопровода потоком воздуха от вентилятора.

Потребность в сухих трансформаторах в настоящее время особенно высока в связи с дальнейшими повышениями требований к эксплуатационной надежности применяемого электрооборудования.

Они необходимы, в частности, в системах электроснабжения предприятий нефтехимической, металлургической, машиностроительной и других отраслях промышленности. Особо они востребованы для электроснабжения общественных зданий, сооружений, транспорта: линии метрополитена, аэровокзалы, универмаги, насосные станции, спортивные и культурные центры и др.

Сухие трансформаторы разных типов выпускаются многими отечественными предприятиями. Обмотки сухих трансформаторов типа ТСЗ выполняют из алюминиевого провода, а типа ТСЗС — из медного провода с изоляцией класса нагревостойкости В (температура 130 °С).

Кроме сухих пожаробезопасных трансформаторов получили развитие **трансформаторы с негорючим жидким диэлектриком** (ТНГ). В России такой жидкостью является экологически чистый диэлектрик Midel 7131, прошедший сертификацию в Минздраве России и рекомендованный для электротехнической промышленности.

Силовые трансформаторы ТНГ мощностью от 16 до 2500 кВ·А на напряжение 6 или 10 кВ используют в сетях энергосистем и потребителей в условиях умеренного климата. Данные трансформаторы относятся к VI классу опасности (малоопасные вещества) и используют в местах с высокими требованиями пожаробезопасности. Благодаря герметичности трансформаторы типа ТНГ долгое время не требуют ремонта, связанного с вскрытием бака, что делает их более экономичными в обслуживании.

Трансформатор полностью заполняется негорючей жидкостью, залитой под вакуумом. Для снижения избыточного давления внутри гофробака размещен разгрузочный клапан. Магнитная система собрана из холоднокатаной стали, обмотки выполнены из алюминиевого или медного провода. Для регулирования напряжения трансформаторы оборудованы переключателем ответвлений обмотки высокого напряжения (ПБВ), степень защиты трансформаторов — IP00.

Трансформаторы не предназначены для работы в условиях тряски, вибрации, ударов, во взрывоопасной и химически активной среде. Режим их работы — длительный. При соблюдении основных условий эксплуатации срок службы трансформаторов составляет не менее 30 лет. Трансформаторы ТНГ являются альтернативой сухим и масляным трансформаторам.

Как правило, все виды силовых трансформаторов рассчитаны на длительную работу при номинальном режиме. Номинальный режим работы силового трансформатора характеризуется номинальными значениями напряжения, частоты, нагрузки и номинальными климатическими условиями: диапазоном рабочих температур, влажностью окружающего воздуха, высотой над уровнем моря.

К техническим параметрам силовых трансформаторов относятся: номинальная мощность, номинальные напряжения обмоток, номинальные токи обмоток, напряжение КЗ, ток холостого хода, схемы и группы соединения обмоток трансформатора.

В реальных условиях эксплуатации все силовые трансформаторы допускают аварийные перегрузки, когда, например, один из трансформаторов двухтрансформаторной подстанции выходит из строя, а второй трансформатор, кроме своей нагрузки, обеспечивает электроснабжение потребителей потерявшей питание секции шин (прежде всего, потребителей первой и второй категорий надежности).

При таком режиме имеет место перегрузка второго трансформатора, которая, с одной стороны, обеспечивает непрерывность питания потребителей и тем самым сохраняет надежность работы

системы электроснабжения, а с другой — приводит к преждевременному износу изоляции второго трансформатора, который работает с перегрузкой после аварии с первым.

Согласно стандарту трансформаторы допускают кратковременную перегрузку сверх номинальной нагрузки независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки в указанных в табл. 1.1 пределах.

В аварийных случаях, если нагрузка в доаварийном режиме не превышала 93 % номинальной мощности, масляные трансформаторы допускают в течение не более пяти суток перегрузку на 40 % сверх номинальной на время максимума нагрузки общей продолжительностью не более 6 ч в сутки (подряд или с перерывами). При аварийных перегрузках применяют все меры для форсирования охлаждения трансформаторов (например, включение резервных вентиляторов дутья).

Допустимая систематическая перегрузка ограничена по времени, а расчетное старение изоляции за установленное время (обычно за одни сутки), включающее в себя длительность перегрузок и длительность предшествующей и последующей нагрузок, не превосходит старение изоляции за такое же время при номинальном режиме работы. Все силовые трансформаторы допускают систематические перегрузки, которые зависят от характера суточного графика нагрузки, температуры охлаждающей среды и недогрузки (в летнее время, суточной, сезонной и т.д.).

Допустимую нагрузку трансформатора, возможную для него ежедневно в часы максимума нагрузки, определяют по соотношению

$$S_{\text{доп}} = S_{\text{ном.т.п}}(1 - k_{\text{з.г}})0,3,$$

где $S_{\text{ном.т.п}}$ — паспортная номинальная мощность трансформатора; $k_{\text{з.г}}$ — коэффициент заполнения графика;

$$k_{\text{з.г}} = S_{\text{ср}}/S_{\text{м}},$$

Таблица 1.1. Допустимые длительности перегрузок, мин, для масляных и сухих трансформаторов

Тип трансформатора	Перегрузка по току, %								
	20	30	40	45	50	60	75	100	200
Масляный	—	120	—	80	—	45	20	10	1,5
Сухой	60	45	32	—	18	5	—	—	—

где $S_{\text{ср}}$, $S_{\text{м}}$ — соответственно средняя и максимальная мощность из графика нагрузок трансформатора.

Допустимая дополнительная нагрузка трансформатора в часы максимальной нагрузки выше номинальной паспортной мощности за счет неполного использования трансформатора в течение остального времени суток.

Кроме того, трансформатор может быть перегружен зимой за счет снижения его нагрузки в летнее время.

Для нормальной работы потребителей необходимо поддерживать требуемый уровень напряжения. С этой целью у силовых трансформаторов для регулирования напряжения используют изменение коэффициента трансформации. Переключение ответвлений обмотки может осуществляться без возбуждения (ПБВ), т. е. после отключения всех обмоток трансформатора от сети, или под нагрузкой (РПН). Как правило, ПБВ применяется только для сезонного регулирования напряжения, РПН — по мере необходимости. Причем последнее регулирование напряжения выполняется автоматически, обычно диспетчером.

В настоящее время электротехническая промышленность выпускает статические переключатели отпаяк силовых трансформаторов, позволяющие производить быстродействующее регулирование напряжения в сетях промышленных предприятий.

К силовым относятся также трансформаторы, мощность которых не превышает $2\,500\text{ кВ}\cdot\text{А}$ (так называемые цеховые трансформаторы). Цеховые трансформаторные подстанции выполняют на напряжениях $6\,(10)/(0,4; 0,69)\text{ кВ}$.

К шинам подстанции (обычно это КТП) цеховой трансформатор может подключаться с помощью высоковольтного выключателя, разъединителя или выключателя нагрузки в сочетании с плавким предохранителем, разъединителя с плавким предохранителем. Варианты подключения зависят от конкретных требований при эксплуатации (например, от вида схем распределения электроэнергии на напряжении $6\,(10)\text{ кВ}$: радиальной, магистральной или смешанной).

На вторичном напряжении трансформаторов $(0,4; 0,69)\text{ кВ}$ применяют схему с одной системой шин или схему блока трансформатор-магистраль и устанавливают автоматические воздушные выключатели (автоматы), рубильники или другие низковольтные аппараты. При устройстве АВР автоматические выключатели устанавливают в цепи вторичного напряжения трансформаторов между секциями шин.

На рис. 1.12 в качестве примера показана КТП внутренней установки с трансформатором мощностью до $1\,000\text{ кВ}\cdot\text{А}$, напряжением

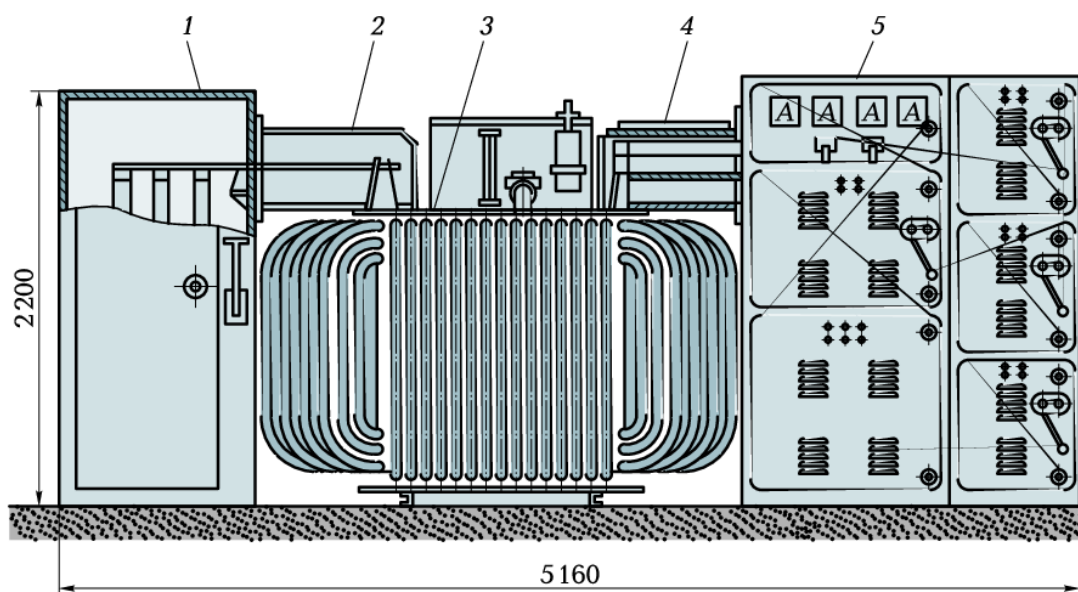


Рис. 1.12. Комплектная трансформаторная подстанция внутренней установки с трансформатором до 1000 кВ·А напряжением 6—10/0,4—0,23 кВ: 1 — ввод ВН; 2 — защитный короб шин ВН; 3 — трансформатор; 4 — защитный короб шин НН; 5 — распределительное устройство НН

6 (10)/0,4 (0,23) кВ. Завод-изготовитель несет ответственность за исправную работу КТП в течение 12 мес. со дня ввода их в эксплуатацию, но не более 24 мес. со дня отгрузки при условии соблюдения правил хранения, транспортировки и обслуживания.

При аварийном режиме допускается перегрузка линий, отходящих от распределительных щитов КТП, при защите их автоматами с комбинированными расцепителями.

В зависимости от требований, предъявляемых заказчиком, трансформаторные подстанции выполняют пристроенными, встроенными или отдельно стоящими. *Пристроенная* подстанция непосредственно примыкает к основному зданию, *встроенная* — вписывается в общий контур здания, *отдельно стоящая* — располагается вне здания. Применение того или иного вида подстанции зависит также от конкретных условий, в которых она будет работать. При правильной эксплуатации трансформаторы могут работать в течение 25...30 лет.

Преобразователи электрической энергии. Электроэнергия, вырабатываемая на электростанциях, передается потребителям (приемникам) в виде трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц. Однако среди приемников электроэнергии есть такие, для работы которых нужна частота, отличная от 50 Гц (повышенная или пониженная).

Электротехнические устройства, преобразующие электрическую энергию одних параметров или показателей качества в электрическую энергию с другими значениями параметров или показателей качества, называют **преобразователями электрической энергии**, которые классифицируют по различным показателям.

По степени управляемости преобразователи электроэнергии подразделяют на неуправляемые и управляемые.

В *управляемых* преобразователях выходные переменные (напряжение, ток, частота) могут регулироваться.

Если значение изменения параметра электрической энергии фиксировано, то используемый преобразователь называется неуправляемым. Такие устройства применяют в первых каскадах блоков питания. Примером может служить силовой трансформатор, понижающий сетевое напряжение с 220 до 12 В.

По элементной базе преобразователи электроэнергии подразделяют на электромашинные (вращающиеся) и статические (полупроводниковые).

Электромашинные преобразователи реализуют на основе использования электрических машин и в настоящее время находят относительно малое применение в электроприводах. Полупроводниковые преобразователи могут быть диодными, тиристорными и транзисторными.

По характеру преобразования электроэнергии силовые преобразователи подразделяют на выпрямители, инверторы, преобразователи частоты, регуляторы напряжения переменного и постоянного тока, преобразователи числа фаз напряжения переменного тока.

В современных автоматизированных электроприводах применяют главным образом полупроводниковые тиристорные и транзисторные преобразователи постоянного и переменного тока.

Достоинствами полупроводниковых преобразователей являются широкие функциональные возможности управления процессом преобразования электроэнергии, высокие быстродействие и КПД, большие сроки службы, удобство и простота обслуживания при эксплуатации, широкие возможности по реализации защит, сигнализации, диагностирования и тестирования как самого электрического привода, так и технологического оборудования.

Вместе с тем для полупроводниковых преобразователей характерны и определенные *недостатки*. К ним относятся: высокая чувствительность полупроводниковых приборов к перегрузкам по току, напряжению и скорости их изменения, низкая помехозащищенность, искажение синусоидальной формы тока и напряжения сети.

По виду преобразования электроэнергии приемники электроэнергии подразделяют на электропривод, электро-технологические и электроосветительные установки.

На промышленных предприятиях преобладает электропривод производственных механизмов, в зависимости от технологических особенностей которых используют все виды двигателей переменного и постоянного тока различных мощностей и напряжений.

К *электротехнологическим установкам* относятся электронагревательные и электролизные установки, электросварочное оборудование и др. Электротехнологические установки, работающие на постоянном или переменном токе с частотой, отличной от 50 Гц, питаются от преобразователей, характеристики которых зависят от режима электротехнологической установки.

Электроосветительные установки, представляющие собой однофазные приемники, питаются преимущественно от сетей 220 или 380 В.

К функциям преобразователей относятся:

- преобразование;
- преобразование и регулирование;
- преобразование и стабилизация.

По характеру преобразования различают следующие преобразователи:

- *выпрямители*, преобразующие электроэнергию переменного тока в постоянный ток;
- *инверторы*, преобразующие электроэнергию постоянного тока в переменный ток;
- *преобразователи частоты*, осуществляющие преобразование переменного тока одной частоты в переменный ток другой частоты и питающие регулируемый электропривод переменного тока, установки индукционного нагрева и плавки металлов и др.;
- *преобразователи числа фаз*, питающие, например, дуговые электропечи. В этих случаях имеет место необходимость в преобразовании трехфазного тока в однофазный.

Преобразователи с изменяемыми параметрами являются исполнительными устройствами в управляемых электротехнических цепях. Например, изменяя частоту питающего напряжения, регулируют частоту вращения асинхронных двигателей.

Преобразователь типа **выпрямитель** представляет собой устройство, преобразующее напряжение переменного тока в напряжение постоянного (выпрямленного) тока.

Неуправляемые выпрямители не обеспечивают регулирование напряжения на нагрузке и выполняют на полупроводниковых неуправляемых приборах односторонней проводимости — диодах.

Управляемые выпрямители выполняют на полупроводниковых управляемых приборах — тиристорах и позволяют регулировать свое выходное напряжение за счет соответствующего управления тиристорами.

Выпрямители могут быть нереверсивными и реверсивными. Реверсивные выпрямители позволяют изменять полярность выпрямленного напряжения на своей нагрузке, а *нереверсивные* — нет. По числу фаз питающего входного напряжения переменного тока выпрямители подразделяют на однофазные и трехфазные.

Инвертор является преобразователем напряжения постоянного тока в напряжение переменного тока. Эти преобразователи используют в составе преобразователей частоты в случае питания электропривода от сети переменного тока или в виде самостоятельного преобразователя при питании электропривода от источника постоянного напряжения.

Преобразователь частоты преобразует напряжение переменного тока стандартных частоты и напряжения в напряжение переменного тока регулируемой частоты.

Кроме перечисленных преобразователей применение находят регуляторы напряжения переменного и постоянного тока.

Регулятор напряжения переменного тока преобразует напряжение переменного тока стандартных частоты и напряжения в регулируемое напряжение переменного тока той же частоты. Регуляторы могут быть одно- и трехфазными и используют в своей силовой части, как правило, однооперационные тиристоры.

Регулятор напряжения постоянного тока является преобразователем нерегулируемого напряжения источника постоянного тока в регулируемое напряжение на нагрузке. В таких преобразователях используют силовые полупроводниковые управляемые ключи, работающие в импульсном режиме, а регулирование напряжения в них происходит за счет модуляции изменения напряжения источника питания.

Силовые трансформаторы, о которых шла речь в начале подразд. 1.3, также являются преобразователями электроэнергии. Как известно, основной функцией трансформатора является повышение или понижение напряжения. Сам трансформатор относится к статическим преобразователям и представляет собой магнитопровод с обмотками. Трансформатор считается простым преобразователем электроэнергии с высокой надежностью.

1.4. НАЗНАЧЕНИЕ, ТИПЫ, УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ЗАЩИТНО-КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 000 В

Коммутационно-защитные аппараты напряжением до 1 000 В предназначены для коммутации и защиты электрических подстанций в нормальном и аварийном режимах в одно-, двух- и трехфазных сетях переменного тока частотой 50 Гц номинальным напряжением 220, 380 и 660 В. К таким аппаратам относятся рубильники, переключатели, низковольтные предохранители, контакторы, магнитные пускатели, автоматические воздушные выключатели и др.

Рубильники и переключатели. Рубильники предназначены для включения и отключения электрических цепей переменного и постоянного тока и по своему техническому устройству представляют собой самый простой коммутационный аппарат.

На рис. 1.13 показан совмещенный рубильник-предохранитель в закрытом стальном ящике с откидной крышкой. Достоинством этой конструкции являются компактность и безопасность обслуживания. В отключенном состоянии предохранители не находятся под напряжением и могут быть сняты. Включить рукоятку рубильника

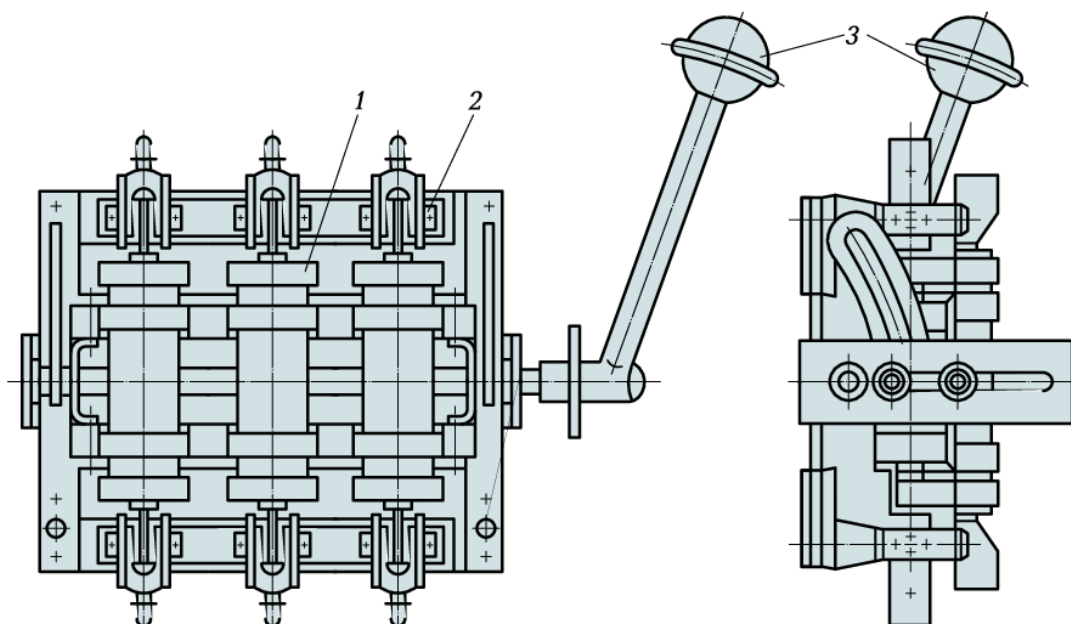


Рис. 1.13. Рубильник-предохранитель:

1 — предохранитель; 2 — рукоятка; 3 — контактные стойки (губки)

можно только при закрытой крышке, а открыть крышку — при отключенном рубильнике. Провода от сети подсоединяют только к верхним контактными стойкам рубильника.

Предельный ток, который может отключить рубильник, обычно меньше номинального, поэтому для повышения предельного отключаемого тока рубильники снабжают дугогасительными камерами. В этом случае рубильники допускают отключение тока до $(1,0 \dots 1,25)I_{\text{ном}}$. Основными видами рубильников являются одно-, двух- и трехполюсные конструкции. Рубильник, не снабженный устройством защиты от дуги, служит для отключения цепи без тока и создания видимого разрыва. Привод рубильников может осуществляться с помощью специальной рукоятки или дистанционно через систему рычагов.

Дугогасительные контакты используют во всех рубильниках переменного тока, где скорость расхождения контактов и их раствор практически не влияют на условия гашения дуги. Эти контакты отключаются последними и служат для защиты главных контактов от обгорания.

В рубильнике с функцией защиты (выключатель-предохранитель) гашение дуги переменного тока осуществляется за счет околоскатной электрической прочности (150...250 В), имеющей место при переходе тока через нуль. Длина ножа в рубильниках переменного тока выбирается по механическим условиям.

Применение дугогасительных камер обеспечивает гашение дуги при отключении номинальных токов рубильниками переменного тока 380 В и постоянного тока 220 В. При напряжении 440 и 500 В отключаемые токи составляют $0,5I_{\text{ном}}$. Выключатели-предохранители предназначены для включения/отключения нагрузки и защиты от токов КЗ и перегрузки.

На рис. 1.14 показана конструкция трехполюсного рубильника, которая отличается простотой и надежностью. Слабым элементом рубильника являются ножи. При сильных оплавлениях ножей или губок их заменяют новыми.

Переключатели применяют для переключения электрических цепей. Пакетные переключатели имеют малые габаритные размеры, удобны в монтаже, а при переключениях исключается выброс пламени и газов. Контактная система позволяет управлять одновременно большим количеством цепей. Такие переключатели могут отключать номинальные токи. Пакетные выключатели не обеспечивают видимого разрыва цепи.

Низковольтные предохранители. Предохранитель — это коммутационный электрический аппарат, предназначенный для от-

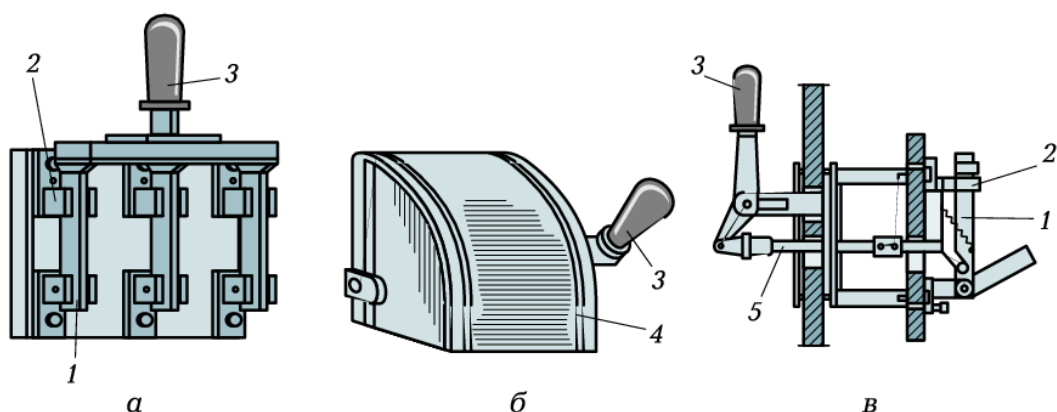


Рис. 1.14. Трехполюсный рубильник:

а — трехфазный в открытом исполнении; *б* — в закрытом кожухе; *в* — управляемый механическим приводом; 1 — ножи; 2 — трубки; 3 — рукоятка; 4 — кожух; 5 — тяга

ключения защищаемой цепи путем перегорания плавкой вставки под воздействием тока, превышающего определенное значение. Плавкая вставка укрепляется в корпусе предохранителя и является его основным рабочим элементом.

Предохранитель служит для автоматического размыкания электрической цепи при токах КЗ и перегрузке. Процесс отключения состоит из нагревания плавкой вставки до температуры плавления и испарения последней, возникновения электрической дуги и ее гашения с восстановлением изоляционных свойств промежутка. После отключения цепи выполняется замена перегоревшей вставки или всего предохранителя.

Предохранители характеризуются номинальным током плавкой вставки, на который она рассчитана для длительной работы. В один и тот же корпус предохранителя могут быть вставлены плавкие вставки на различные номинальные токи, поэтому сам предохранитель характеризуется номинальным током предохранителя, который равен наибольшему из номинальных токов плавких вставок, предназначенных для данной конструкции предохранителя.

Плавкие вставки изготовляют из свинца, меди и других материалов. Для снижения электродинамических и термических воздействий на проводники и аппараты защищаемой цепи плавкая вставка должна перегорать в кратчайшее время до возрастания тока до ударного значения, т. е. должна ограничивать ток. Чем меньше время перегорания плавкой вставки и меньше ток при этом (чем круче токовременная характеристика), тем выше токоограничивающее действие предохранителя. Для сокращения времени плавления вставки ей придают специальную форму с несколькими суженными

участками. После перегорания вставки возникает электрическая дуга, которая должна быть погашена за короткое время.

Наибольший ток, который может отключить предохранитель без повреждений, называют предельным током отключения предохранителя.

Плавкие предохранители применяют в сочетании с простейшими отключающими аппаратами для оперативной коммутации цепей: рубильниками, контакторами и др.

Основные достоинства предохранителей: простота, компактность конструкции, экономичность; *к недостаткам* можно отнести необходимость замены перегоревшей вставки, невозможность автоматического повторного включения отключившегося присоединения, ограниченная селективность (избирательность) действия.

Контакторы. Контакторы относятся к двухпозиционным аппаратам дистанционного действия и предназначены для частых включений и отключений силовых электрических цепей в нормальном режиме работы. Широкое применение в электроустановках нашли электромагнитные контакторы, в которых включение контактной системы осуществляется электромагнитом. Наиболее распространены трехполюсные контакторы переменного тока.

Основными элементами контактора являются сердечник (магнитопровод), катушка управления, якорь, дугогасительное устройство, главные и вспомогательные контакты.

На рис. 1.15 показан трехполюсный контактор переменного типа, применяемый в электроустановках трехфазного переменного тока промышленной частоты 50 Гц. Контактор состоит из двух основных систем: электромагнитной (рис. 1.15, а) и контактно-дугогасительной (рис. 1.15, б). При включении катушки контактора в сеть переменного тока якорь притягивается к сердечнику, при этом валик контактора, на котором укреплены подвижные силовые контакты, поворачивается и главные контакты замыкаются. Для улучшения условий дугогашения контакторы переменного тока имеют дугогасительные камеры. Сердечник и якорь контактора переменного тока для уменьшения значения вихревых токов собирают из отдельных листов электротехнической стали.

В зависимости от режима работы контакторы различают по категориям применения:

- на переменном токе: АС-1, АС-2, АС-3, АС-4;
- на постоянном токе: ДС-1, ДС-2, ДС-3, ДС-4, ДС-5.

Так, контакторы категории АС-3 рассчитаны на пуск электродвигателей с короткозамкнутым ротором и на отключение электродвигателей с коммутацией тока $(6 \dots 10)I_{\text{ном}}$.

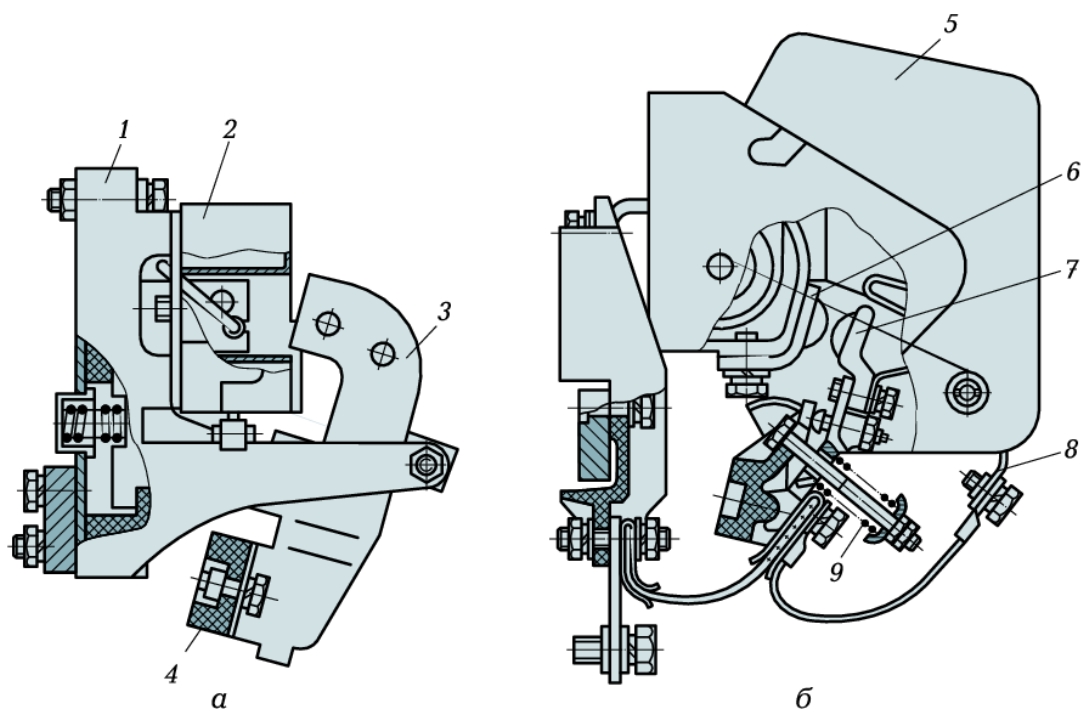


Рис. 1.15. Трехполюсный контактор переменного тока:

а — электромагнитная система; *б* — контактно-дугогасительная система; 1 — неподвижный сердечник; 2 — катушка; 3 — якорь; 4 — валик; 5 — дугогасительные камеры; 6 и 7 — главные контакты; 8 — гибкие проводники; 9 — контактная пружина

Общепромышленные контакторы классифицируют по следующим параметрам:

- по роду тока главной цепи и цепи управления (включающей катушки) постоянного, переменного, постоянного и переменного тока;
- числу главных полюсов: от 1 до 5;
- номинальному току главной цепи: от 1,5 до 4 800 А;
- номинальному напряжению главной цепи: от 27 до 2 000 В постоянного тока; от 110 до 1 600 В переменного тока частотой 50, 60, 500, 1 000, 2 400, 8 000, 10 000 Гц;
- номинальному напряжению включающей катушки: от 12 до 440 В постоянного тока; от 12 до 660 В переменного тока частотой 50 Гц, от 24 до 660 В переменного тока частотой 60 Гц;
- наличию вспомогательных контактов: с контактами, без контактов.

Контакторы также различаются по роду присоединения проводников главной цепи и цепи управления, способу монтажа, виду присоединения внешних проводников и т. д.

Контакторы могут быть рассчитаны на работу в прерывисто-продолжительном, продолжительном, повторно-кратковременном или кратковременном режимах. Контакторы не имеют устройств,

реагирующих на перегрузки или КЗ. Эту функцию выполняют предохранители и автоматические выключатели, включаемые последовательно с контактором и защищающие цепь от перегрузок и КЗ. Электродинамическая и термическая стойкость контакторов не нормируется.

На рис. 1.16 показана электрическая схема управления нереверсивным электромагнитным контактором. Главные контакты контактора *КМ* включены в цепь двигателя *М*, а катушка *КМ* — в цепь управления последовательно с кнопками управления *SB1* и *SB2*.

Включение автоматического воздушного выключателя *QF* обеспечивает подачу на схему переменного напряжения. При нажатии на кнопку *SB1* (Пуск) напряжение поступает на катушку *КМ* контактора. Замыкаются главные контакты *КМ* в цепи питания двигателя *М*, и последний включается. Одновременно замыкается контакт *КМ1* и шунтирует кнопку *SB1* (ее нажимают кратковременно).

При необходимости остановить двигатель *М* нажимают кнопку *SB2* (Останов), катушка *КМ* теряет питание, дугогасительные контакты *КМ* размыкаются и двигатель теряет питание.

Для защиты цепи катушки нереверсивного контактора *КМ* от токов КЗ в ее цепь питания включен плавкий предохранитель *F*, который срабатывает при межвитковом замыкании в катушке контактора.

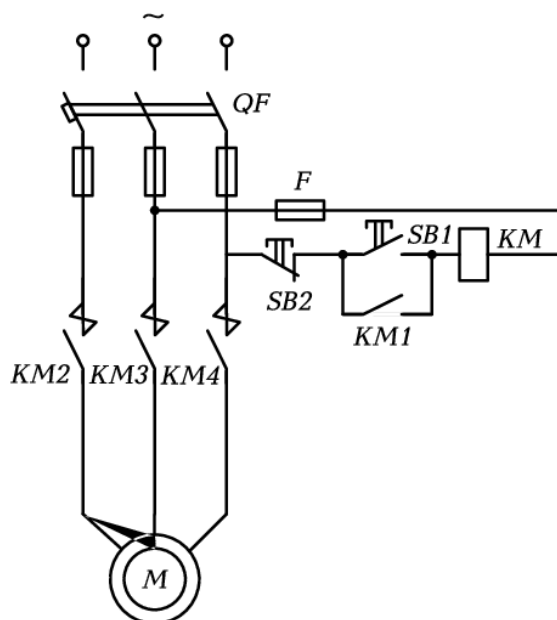


Рис. 1.16. Электрическая схема управления нереверсивным электромагнитным контактором:

QF — автомат; *F* — плавкий предохранитель; *КМ* — катушка контактора; *КМ1* — *КМ4* — контакты контактора; *SB1*, *SB2* — кнопки управления; *М* — двигатель

Управление контактором может осуществляться с помощью кнопок, рубильников, ключей управления. В рассматриваемой схеме защита электродвигателя осуществляется выключателем *QF*.

К электромагнитным контакторам общепромышленных серий относятся следующие типы: переменного тока КТ, КТП, КТВ; постоянного тока КП, КПВ, КПД; постоянного и переменного тока КМ, РПК, КН.

Широко применяется контактор поворотного типа серии КТ6000 с щелевыми камерами и магнитным дутьем и КТ7000 с дугогасительными решетками для тяжелых режимов работы в цепях переменного тока (категории АС-3, АС-4).

Магнитные пускатели. Магнитный пускатель является коммутационным аппаратом, предназначенным для пуска, останова, реверсирования и защиты асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором.

Магнитные пускатели состоят из электромагнитного контактора, встроенных тепловых реле и вспомогательных контактов. Наиболее распространенными сериями магнитных пускателей являются ПМБ, ПМА, ПА. Пускатели могут быть реверсивными и нереверсивными, в открытом, защищенном и пылебрызгонепроницаемом исполнении.

В отличие от контакторов магнитные пускатели дополнительно оснащены тепловыми реле, которые представляют собой электрический аппарат, предназначенный для защиты асинхронных электродвигателей от токовой перегрузки.

Известно, что долговечность энергетического оборудования в значительной степени зависит от перегрузок, которым оно подвергается во время работы. При номинальном токе допустимая длительность его протекания теоретически равна бесконечности. Протекание тока, большего, чем номинальный, приводит к дополнительному повышению температуры и дополнительному старению изоляции. Для защиты от перегрузок наиболее широкое распространение получили тепловые реле с биметаллической пластиной.

Биметаллическая пластина теплового реле состоит из двух пластин, одна из которых имеет больший температурный коэффициент расширения, чем другая. Этот коэффициент характеризует то, насколько может удлиняться биметаллическая пластина при ее нагревании. Пластины жестко скреплены между собой за счет сварки. При нагревании биметаллической пластины за счет теплоты, выделяемой в ней током нагрузки, происходит ее изгиб в сторону материала с меньшим температурным коэффициентом расширения. Прогибаясь, биметаллическая пластина своим свободным концом

выводит из зацепления замкнутые контакты в цепи катушки магнитного пускателя, который отключается.

На работу теплового реле оказывает влияние температура окружающей среды. В настоящее время выпускают тепловые реле с температурной компенсацией (серия ТРН), а также тепловые реле, имеющие высокую ударо- и вибростойкость (серия ТРП), что позволяет использовать их в самых тяжелых условиях.

Магнитные пускатели не предназначены для разрыва цепи при КЗ, поэтому последовательно с ними устанавливают плавкие предохранители.

Магнитный пускатель не имеет дугогасительной камеры, как контактор, и обладает меньшей массой. Таким образом, магнитный пускатель и контактор являются коммутационными аппаратами, но имеют разное назначение.

На рис. 1.17 показана схема нереверсивного магнитного пускателя, а на рис. 1.18 — конструкция магнитных пускателей серий ПА (рис. 1.18, а) и ПМ (рис. 1.18, б).

Магнитные пускатели серии ПА предназначены для дистанционного управления трехфазными асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором мощностью до 75 кВт при напряжении 660 В, частотой 50 Гц. Пускатели этой серии осуществляют защиту

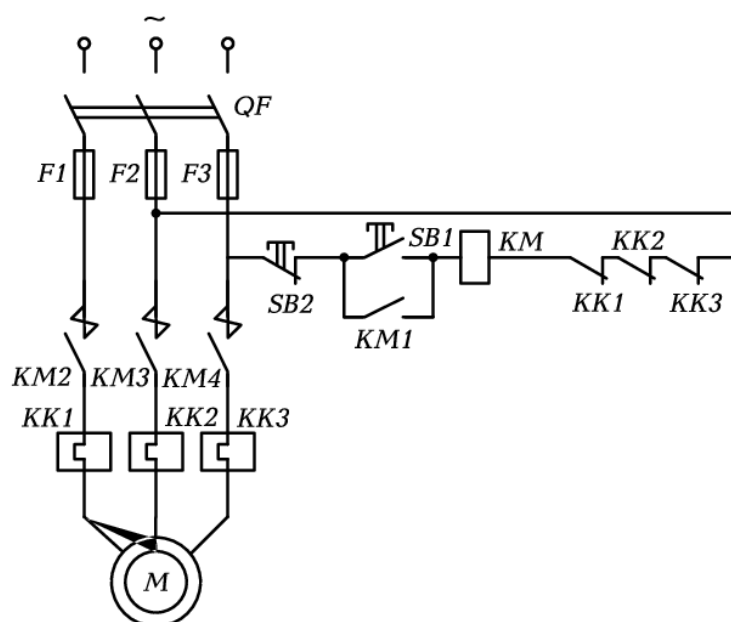


Рис. 1.17. Принципиальная электрическая схема управления нереверсивным магнитным пускателем:

KK, KK2, KK3 — тепловые реле; остальные обозначения см. на рис. 1.16

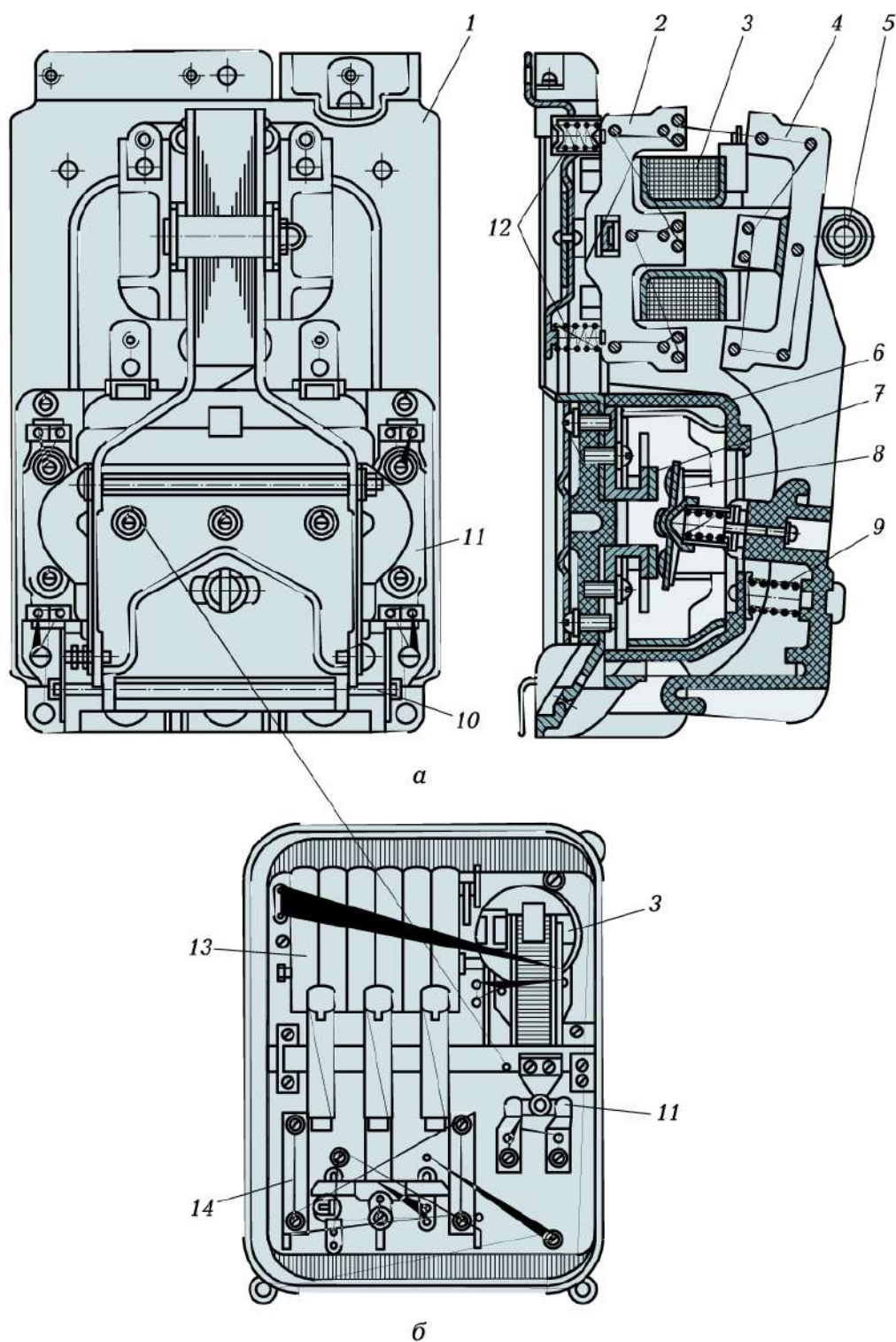


Рис. 1.18. Магнитные пускатели серий ПА (а) и ПМ (б):

1 — основание; 2 — сердечник; 3 — катушка; 4 — якорь; 5 — упор; 6 — изоляционная камера; 7 и 8 — неподвижные и подвижные контакты; 9 — пружина возврата якоря; 10 — ось якоря; 11 — блок-контакты; 12 — амортизирующая пружина; 13 — дугогасительная камера; 14 — тепловое реле

электродвигателей при перегрузке (кроме КЗ) и нулевую защиту при исчезновении напряжения, включают электродвигатель и отключают его после достижения установившейся скорости.

Пускатели серии ПА рассчитаны для работы на высоте не более 1 000 м над уровнем моря при температуре окружающей среды не выше $\pm 40^\circ\text{C}$. Они не должны подвергаться резким толчкам, сильной тряске и отклоняться от вертикального положения более чем на 5°C . Магнитные пускатели серии ПА выпускают с тепловым реле и без него и имеют следующие режимы работы: длительный, непрерывный и повторно-кратковременный (частота до 600 включений в час, ПВ = 40 %). Защита двигателей от перегрузки осуществляется тепловыми реле серии ТРП (в пускателях ПА-400, ПА-500, ПА-600) и серии ТРН (в пускателях ПА-300).

Электромагнитные пускатели серии ПМ предназначены для дистанционного пуска непосредственным подключением к сети, остановки и реверсирования трехфазных асинхронных электродвигателей. При наличии тепловых реле пускатели осуществляют защиту электродвигателей от перегрузки недопустимой продолжительности. Пускатели с ограничителями перенапряжений пригодны для работы в системах управления с применением полупроводниковой техники. Для работы на открытых площадках пускатели помещают в защищенный металлический корпус. Пускатели серии ПМ-12 выпускают взамен некоторых устаревших ПМА, снятых с производства.

В отличие от схемы на рис. 1.16, в цепи главных контактов магнитного пускателя стоят тепловые реле *КК1*, *КК2*, *КК3*, которые отключают нагрузку при ее перегрузке.

Если кнопку *SB1* (Пуск) отпустить, то катушка магнитного пускателя *КМ* будет включена через собственный вспомогательный контакт *КМ1*. Такую схему называют схемой самоблокировки. Она обеспечивает так называемую нулевую защиту электродвигателя. Если в процессе работы электродвигателя напряжение в сети исчезнет или значительно снизится (более чем на 40 % номинального значения), то магнитный пускатель отключится и его вспомогательный контакт *КМ1* разомкнется. После восстановления напряжения для включения электродвигателя необходимо повторно нажать кнопку *SB1* (Пуск).

Нулевая защита предотвращает непредвиденный, самопроизвольный пуск электродвигателя, который может привести к аварии.

Аппараты ручного управления (рубильники, конечные выключатели) нулевой защитой не обладают, поэтому в системах управления приводом обычно применяют управление с использованием магнитных пускателей.

Автоматические воздушные выключатели. Автоматические воздушные выключатели (автоматы) представляют собой устройства, предназначенные для защитного отключения цепей постоянного и переменного тока в случаях КЗ, перегрузки, снижения напряжения или его исчезновения, а также для нечастых (от 6 до 30 в сутки) включений и отключений электрических цепей.

На рис. 1.19 показан воздушный автоматический выключатель (автомат), в котором для гашения дуги используется воздух, поэтому эти автоматы называют воздушными.

Роль защитных элементов, реагирующих на отклонение той или иной контролируемой величины от своего номинального значения, выполняют расцепители. В автоматах могут быть установлены следующие расцепители:

- максимального тока, срабатывающие мгновенно при токе КЗ в цепи;
- минимального напряжения, срабатывающие в случае понижения или исчезновения напряжения;
- обратного тока, которые срабатывают при изменении направления тока в цепи постоянного тока;
- независимые (ни от каких параметров электрической цепи), которые служат для дистанционного отключения автоматов;

- тепловые, применяемые для защиты от перегрузок (по типу тепловых реле магнитных пускателей);

- комбинированные, включающие электромагнитные и тепловые расцепители одновременно.

Расцепители представляют собой электромагнитные или термобиметаллические элементы, служащие для отключения автомата через механизм свободного расцепления при КЗ, перегрузках и исчезновении напряжения в первичной цепи. Механизм свободного расцепления состоит из рычагов, защелок, коромысел и отключающих

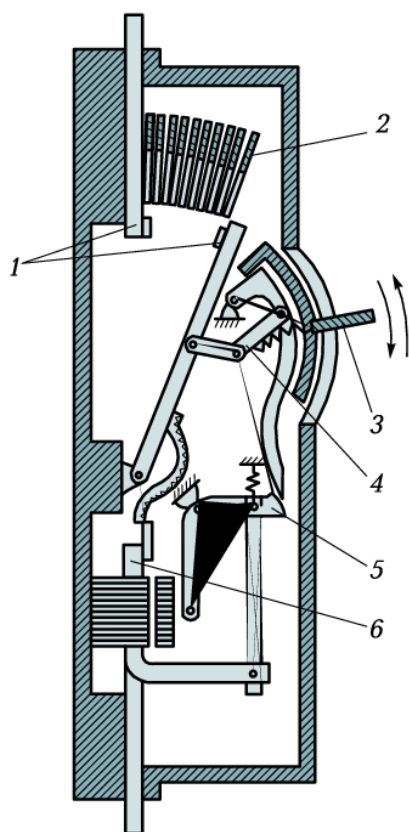


Рис. 1.19. Воздушный автоматический выключатель (автомат):

1 — контакты; 2 — дугогасительная система; 3 — привод; 4 — механизм свободного расцепления; 5 — расцепитель; 6 — вспомогательные контакты

пружин и предназначен не только для отключения автомата, но и для устранения повторного его включения на КЗ при длительно существующей команде на включение.

В отличие от плавких предохранителей автоматы могут многократно использоваться. Автоматы классифицируют по выполняемым функциям следующим образом:

- минимального и максимального тока;
- минимального напряжения;
- обратной мощности (обратного тока).

Автоматы общепромышленного применения обычно имеют только максимальную токовую защиту, отрегулированную на заводе.

Для уменьшения возможности соприкосновения персонала с деталями, находящимися под напряжением, автоматы выполняют закрытыми пластмассовым кожухом. Такие автоматы называют *установочными*.

В любом автомате есть следующие основные узлы: токоведущая цепь, дугогасительная система, привод автомата, механизм автомата, механизм свободного расцепления и элементы защиты — расцепители.

Основными параметрами автоматов являются собственное и полное время отключения, номинальный длительный ток, номинальное напряжение, предельный ток отключения.

Независимо от выполняемых функций автоматы подразделяют по собственному времени срабатывания $t_{с.в}$ (времени с момента подачи команды до начала размыкания контактов) на следующие виды:

- неселективные ($t_{с.в} = 0,02 \dots 0,1$ с);
- селективные ($t_{с.в}$ регулируется до 1 с);
- быстродействующие, обладающие токоограничивающим эффектом ($t_{с.в}$ не более 0,005 с).

Собственное время срабатывания зависит от конструкции механизма размыкания контактов автомата, силы отключающих пружин, массы подвижной системы и пути перемещения этой массы до момента начала размыкания контактов.

После размыкания контактов возникающая электрическая дуга должна быть погашена за наименьшее время с перенапряжением, не представляющим опасности для остального оборудования.

Система дугогашения автомата конструктивно состоит из двух металлических пластинок, нейтрализующих электрическую дугу.

Автоматические выключатели выполняют одно-, двух- и трехполюсными.

Контактная система автомата может быть трехступенчатой (с главными, промежуточными и дугогасительными контактами), двухступенчатой (с главными и дугогасительными контактами) и при использовании металлокерамики одноступенчатой. Дугогасительная система состоит из камер с узкими щелями или из камер с дугогасительными решетками.

Автоматы изготавливают с ручным и двигательным приводом, в стационарном или подвижном исполнении. Привод автомата служит для включения и автоматического отключения, может быть ручным непосредственного действия и дистанционным (электромагнитным, пневматическим и др.).

Существуют различные конструкции автоматов для цепей как переменного, так постоянного тока. В последнее время широкое распространение получили малогабаритные автоматы, предназначенные для защиты от КЗ и перегрузок электрических сетей напряжением до 380 В.

Как правило, в автомате существует защита от перегрузок (тепловая защита) и защита от КЗ (электромагнитная). Действие тепловой защиты автоматов основано на использовании нагрева биметаллической пластины. Тепловая защита обладает большой тепловой инерцией и поэтому не может защитить электрическую цепь от токов КЗ (продолжительность токов КЗ намного меньше времени срабатывания тепловой защиты).

Электромагнитная защита представляет собой электромагнит, воздействующий на механизм свободного расцепления. При протекании в катушке электромагнита тока, превышающего заранее установленное значение (ток срабатывания, называемый отсечкой), электромагнитная защита срабатывает мгновенно и отключает автомат.

Примеры типов автоматических воздушных выключателей (автоматов):

- ВА-103 — автомат, отключающая способность которого составляет 6 кА, применяется для коммутации осветительных и распределительных цепей, а также их размыкания при КЗ и перегрузках по току. Выключатели предназначены для установки на вводах щитков, которые имеют при указанной отключающей способности номинальный ток до 63 А;
- ВА-201 — автомат, применяемый для установки в вводно-распределительных щитках зданий жилого и административного назначения, промышленных и сельскохозяйственных объектах. Их функциональная задача — защита электрических цепей путем их размыкания при КЗ или перегрузке по току;

- ИЭК ВА47-29-1 — торговая марка, выключатель автоматический, один полюс, номинальный ток — 20 А, предназначен для защиты распределительных и групповых электрических сетей от перегрузки и КЗ. Рекомендуется в качестве элемента вводно-распределительных устройств жилых и общественных зданий.

1.5. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ ТОКА И НАПРЯЖЕНИЯ

Измерительные трансформаторы тока (ТА) и напряжения (ТВ) являются одними из наиболее распространенных устройств в системах электроснабжения. Области их применения разнообразны.

Во-первых, ТА и ТВ входят в состав измерительных комплексов по учету электроэнергии вместе со счетчиками. В этом случае на них не должны подключаться никакие другие цепи (например, цепи электроизмерительных приборов, защит и автоматики).

Во-вторых, до настоящего времени они являются датчиками сигналов для всех поколений релейной защиты и автоматики, в том числе и для микропроцессорной.

В-третьих, такие измерительные трансформаторы должны выбираться с учетом требуемого класса точности. Так, для коммерческого учета электроэнергии должны применяться измерительные ТА и ТВ класса точности 0,2S и 0,5S.

В-четвертых, измерительные трансформаторы являются источниками оперативного тока для релейной защиты и автоматики.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения находят широкое применение в энергосистемах, на распределительных и трансформаторных подстанциях, в электрических сетях.

На рис. 1.20, а показан внешний вид однофазного измерительного трансформатора на напряжение 6/0,4 кВ с масляной изоляцией. Оба вывода первичной обмотки изолированы от корпуса.

Перспективным направлением является применение литой изоляции и отказ от масляной. Использование литой изоляции позволяет значительно уменьшить массу и габаритные размеры трансформатора напряжения. Кроме того что трансформаторы с литой изоляцией пожаробезопасны, они еще удобны в передвижных установках и КРУ.

На рис. 1.20, б показан измерительный трансформатор напряжения с литой изоляцией типа НОЛ11-6 на те же параметры, что и масляный, показанный на рис. 1.20, а.

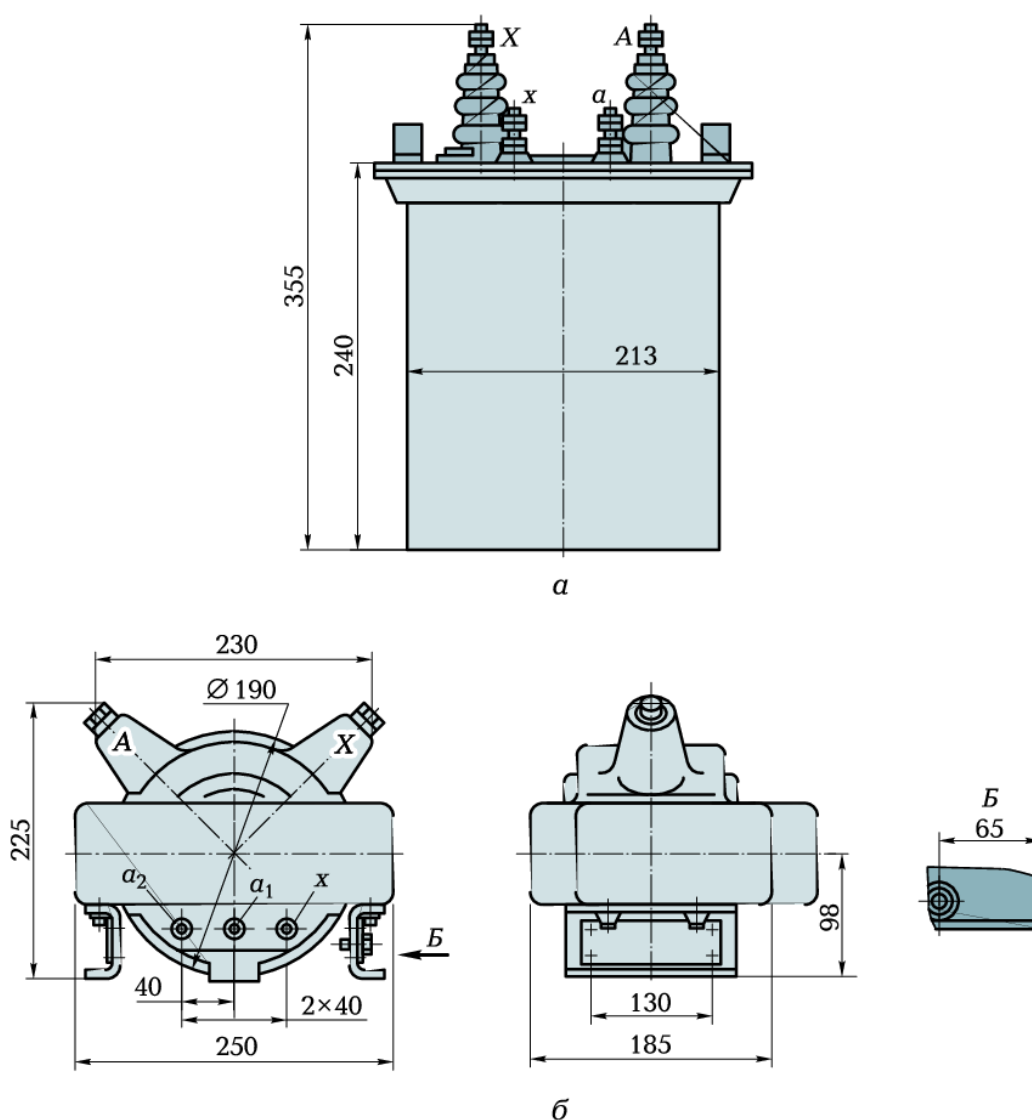


Рис. 1.20. Измерительный трансформатор напряжения с масляной (а) и литой (б) изоляцией:

X, А — выводы высокого напряжения; x, а — выводы низкого напряжения

Возможные схемы включения однофазных трансформаторов напряжения нормального исполнения приведены в подразд. 6.1.

Измерительные трансформаторы тока и напряжения по способу охлаждения подразделяют на трансформаторы с масляным охлаждением (масляные), газонаполненные (с элегазом) и с естественным воздушным охлаждением (сухие и с литой изоляцией). Последние изготавливают любой формы и размера, определяемые требуемыми изоляционными расстояниями и функциональным назначением.

Трансформаторы тока и напряжения с литой изоляцией имеют значительные преимущества, обусловившие их широкое применение

ние. В литых трансформаторах тока и напряжения исключаются пожароопасность и необходимость ревизий, связанных с проверкой и заменой масла. В КРУ трансформаторы напряжения с литой изоляцией, как правило, устанавливают в ячейке выключателя, что экономит место и средства. Кроме того, литая изоляция исключает влияние на измерительные трансформаторы внешних воздействий (влажности, механических ударов, вибрации и т. д.).

Измерительные трансформаторы напряжения. Трансформаторы напряжения предназначены для понижения высокого напряжения, уровень которого соответствует номинальному напряжению включаемых на них измерительных приборов и устройств релейной защиты и автоматики. Кроме того, измерительные трансформаторы напряжения, как указывалось ранее, отделяют цепи измерения, релейной защиты и автоматики от цепей высокого напряжения.

На рис. 1.21 показана принципиальная схема включения измерительного трансформатора напряжения. Первичная обмотка TV — это обмотка, к которой прикладывается напряжение, подлежащее преобразованию, вторичная (основная) обмотка служит в основном для измерения. Вторичная (дополнительная) обмотка используется для релейной защиты и сигнальных устройств.

Кроме первичной и вторичной обмоток, в состав TV входит магнитопровод.

Первичная обмотка 1, имеющая очень большое число витков, включается непосредственно в сеть высокого напряжения, а к вторичной обмотке 3, имеющей меньшее число витков, подключаются параллельно измерительные приборы и реле.

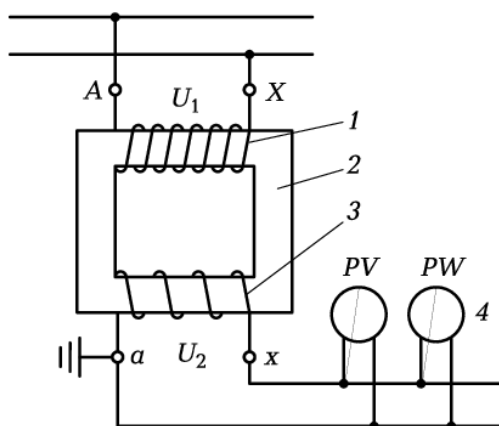


Рис. 1.21. Принципиальная схема включения TV:

1 — первичная обмотка; 2 — сердечник (магнитопровод); 3 — вторичная обмотка; 4 — измерительные приборы и реле (PV — вольтметр; PW — ваттметр)

Под воздействием напряжения сети по первичной обмотке проходит ток, создающий в сердечнике поток, который, пересекая витки вторичной обмотки, индуцирует в ней ЭДС, равную при разомкнутой вторичной обмотке (холостой ход трансформатора) напряжению на ее зажимах U_2 .

В паспортах на трансформаторы напряжения их коэффициенты трансформации k_{TV} указываются дробью, в числителе которой — номинальное первичное напряжение $U_{1ном}$, а в знаменателе — номинальное вторичное $U_{2ном}$:

$$k_{TV} = U_{1ном} / U_{2ном}.$$

Для правильного соединения обмоток TV между собой и правильного подключения к ним реле и измерительных приборов выводы обмоток маркируются: начало первичной обмотки — А, конец — Х, начало основной вторичной обмотки — а, конец — х.

Трансформаторы напряжения классифицируют:

- по числу фаз (однофазные и трехфазные);
- числу обмоток (двух- и трехобмоточные);
- классу точности (по допускаемым погрешностям);
- способу охлаждения (масляные, сухие и с литой изоляцией);
- конструктивному исполнению (А — автотрансформатор; О — однофазные, Т — трехфазные, З — защищенные, В — водозащищенные, А — антирезонансные, П — со встроенным предохранителем, Г — герметичные);
- виду изоляции (Л — литая, С — воздушно-бумажная, К — залитая битумным компаундом, Ф — фарфоровое покрытие, М — масляная, Г — газовая).

Измерительные трансформаторы напряжения являются мало-мощными понижающими трансформаторами, имеющими большой коэффициент трансформации. Кроме того, трансформаторы напряжения должны обладать малым падением напряжения (погрешность напряжения) и углом сдвига фаз между векторами первичного и вторичного напряжений (угловая погрешность).

Примеры обозначения трансформаторов напряжения:

- НОЛП — трансформатор напряжения однофазный, с литой изоляцией, со встроенным защитным предохранителем;
- НТМИ — трансформатор напряжения трехфазный, масляный, с обмоткой для контроля изоляции сети.

К основным параметрам трансформаторов напряжения относятся:

- номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток $U_{1ном}$, $U_{2ном}$, указанные на его щите;

- номинальный коэффициент трансформации $k_{TVном} = U_{1ном}/U_{2ном}$;
- класс напряжения — это напряжение его обмотки высокого напряжения (3, 6, 10, 15, 20, 24, 27, 35, 110, 150, 220, 330, 500, 750 кВ); на вторичной обмотке применяют напряжения 100, 100/3, 100/√3;
- номинальная мощность, представляющая собой значение полной мощности вторичной цепи при номинальном вторичном напряжении, при котором трансформатор напряжения удовлетворяет требуемому классу точности. Номинальные мощности трансформаторов напряжения указаны на щите, причем он имеет несколько значений мощности, соответствующих различным классам точности; чем выше класс точности данного трансформатора напряжения (т. е. чем меньше его погрешности), тем меньше его номинальная мощность.

Номинальные мощности трансформаторов напряжения для любого класса точности выбирают из ряда: 10, 15, 25, 30, 50, 75, 100, 150, 200, 300, 400, 500, 600, 800, 1 000, 1 200 В·А.

Кроме того, он имеет максимальную мощность, т. е. длительную полную мощность при номинальном первичном напряжении, вне классов точности, при которой превышение температуры всех его частей не выходит за пределы, предусмотренные стандартом.

Класс точности трансформатора напряжения обозначается числом, которое равно предельно допустимой погрешности измерения напряжения в процентах номинального.

Погрешность напряжения — погрешность, которую вносит трансформатор напряжения при измерении напряжения вследствие того, что действительный коэффициент трансформации не равен номинальному. Погрешность напряжения возникает в основном из-за потерь в магнитопроводе на его перемагничивание, вихревых токов и нагрева обмоток. Это погрешность значения вторичного напряжения.

Угловая погрешность — угол между векторами первичного и вторичного напряжений. Угловая погрешность считается положительной, если вектор вторичного напряжения опережает вектор первичного, и наоборот. В стандартах на трансформаторы напряжения конкретных типов указаны допустимые значения погрешностей при значениях напряжений: 0,02; 0,05; 1,5 и 1,9 номинального.

Трансформаторы напряжения применяют в цепях переменного тока при напряжении выше 220 В для присоединения измерительных приборов: вольтметров, ваттметров, частотомеров, счетчиков и различных реле управления и защиты. По мере увеличения числа приборов, присоединенных к вторичной обмотке трансформатора

напряжения, сопротивление вторичной цепи уменьшается (поскольку приборы включаются параллельно), однако его нагрузка увеличивается.

При определении вторичной нагрузки сопротивление проводов от трансформатора напряжения до приборов не учитывают, так как это сопротивление мало в сравнении с сопротивлением приборов. Согласно Правилам устройства электроустановок (ПУЭ) потеря напряжения в проводах к счетчикам не должна превышать 0,5 %, а в проводах к щитовым измерительным приборам — 3 %. Обычно эти потери напряжения меньше. При определении потерь напряжения в проводах учитывают только их активное сопротивление. Из условия механической прочности сечение проводов не должно быть менее 1,5 мм² для медных проводов и 2,5 мм² для алюминиевых.

Измерительные трансформаторы напряжения, предназначенные для присоединения счетчиков коммерческого учета электроэнергии, должны иметь класс точности 0,2S или 0,5S. Для присоединения щитовых измерительных приборов и счетчиков технического учета электроэнергии используют трансформаторы напряжения класса точности 1,0. Требования, предъявляемые к трансформаторам напряжения для релейной защиты, зависят от вида защиты, но, как правило, применяют трансформаторы напряжения классов точности 1,0 или 3,0.

Для повышения надежности работы системы электроснабжения в цепь первичной обмотки трансформатора напряжения (напряжением до 35 кВ включительно) включают плавкий предохранитель и токоограничивающее сопротивление для того, чтобы в случае неисправности TV он не оказался причиной аварии. Предохранители, установленные во вторичной цепи, служат для защиты трансформатора напряжения от возможных КЗ в этой цепи.

Измерительные трансформаторы тока. Наибольшее распространение получили электромагнитные трансформаторы тока с замкнутым магнитопроводом. Трансформаторы тока предназначены для уменьшения первичного тока до значений, допускающих подключение измерительных приборов и реле, а также для отделения цепей измерения и защиты от первичных цепей высокого напряжения.

На рис. 1.22 показана схема устройства и включения трансформатора тока.

Трансформатор тока имеет замкнутый магнитопровод 3, который собирают из листов электротехнической стали. На магнитопроводе расположены две обмотки: первичная 1 с числом витков w_1 и вторичная 2 с числом витков w_2 , причем $w_2 > w_1$. Первичная обмотка включается последовательно (в расщелку цепи), по которой течет из-

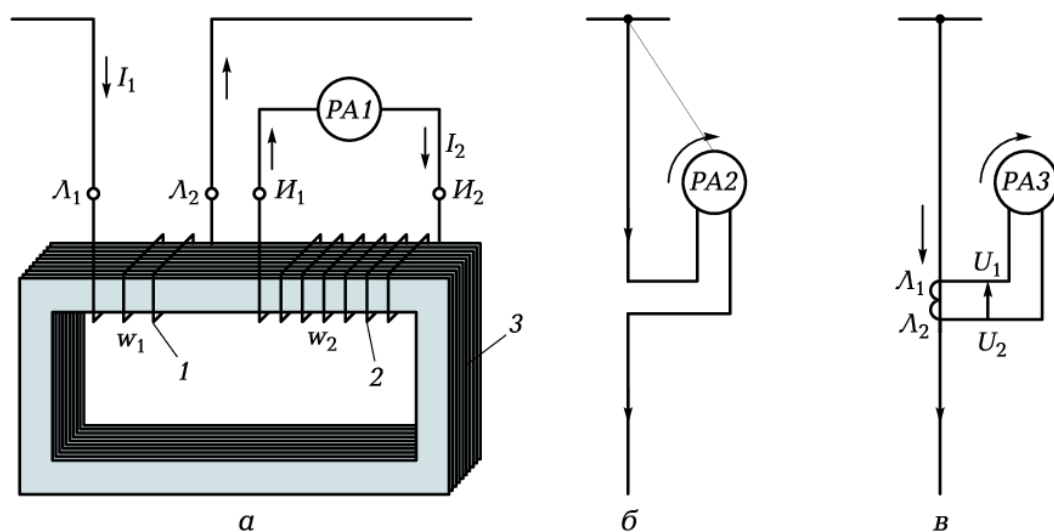


Рис. 1.22. Схема устройства и включения трансформатора тока:

а — устройство трансформатора тока; *б, в* — схемы включения амперметра непосредственно в контролирующую цепь и через трансформатор тока; 1 — первичная обмотка; 2 — вторичная обмотка; 3 — магнитопровод; I_1 , I_2 — первичный и вторичный ток трансформатора тока соответственно; w_1 , w_2 — число витков первичной и вторичной обмоток соответственно; L_1 , L_2 — начало и конец первичной обмотки; I_1 , I_2 — начало и конец вторичной обмотки; *PA1*—*PA3* — амперметры

меряемый (первичный) ток I_1 . К вторичной обмотке присоединяют последовательно соединенные реле, приборы, которые образуют вторичную нагрузку трансформатора тока.

В первичной обмотке протекает ток I_1 , создающий магнитный поток Φ_1 . Переменный магнитный поток Φ_1 пересекает обе обмотки w_1 и w_2 . При пересечении вторичной обмотки поток Φ_1 индуцирует ЭДС, которая создает вторичный ток I_2 . Ток I_2 согласно закону Ленца имеет направление, противоположное направлению I_1 .

Вторичный ток I_2 создает магнитный поток Φ_2 , направленный встречно потоку Φ_1 . В результате сложения потоков Φ_1 и Φ_2 образуется результирующий поток намагничивания $\Phi_{\text{нам}}$, составляющий несколько процентов от потока Φ_1 . Именно поток намагничивания $\Phi_{\text{нам}}$ производит передачу и трансформацию тока.

Отношение первичного тока I_1 ко вторичному I_2 (без учета потерь) является коэффициентом трансформации $k_{\text{ТА}}$ трансформатора тока:

$$k_{\text{ТА}} = I_1/I_2 = w_1/w_2.$$

Так как сопротивление трансформатора тока вместе с присоединенными к нему приборами очень мало, оно не влияет на значение первичного тока, который может изменяться в широких пределах

в нормальном режиме (до 1,2 ... 1,3 номинального тока), а при КЗ может превысить его в десятки и сотни раз.

От исправности и точности работы трансформаторов тока зависят не только правильный учет электроэнергии, отпускаемой потребителям, но и бесперебойность их электроснабжения, сохранность самой электроустановки, особенно при КЗ.

Измерительные трансформаторы тока классифицируют по следующим признакам:

- по конструктивному исполнению (О — опорные, П — проводные, Ш — шинные, В — встроенные, Р — разъемные, К — каскадные);
- виду изоляции (Ф — с фарфоровой крышкой, с твердой и воздушной изоляцией, М — маслонаполненные, Л — литые, П — в пластмассовом корпусе);
- числу витков первичной обмотки (одно- и многovitковые).

На рис. 1.23 показан одновитковый трансформатор тока типа ТПОЛ-10 на напряжение 10 кВ с литой изоляцией, который используется как проходной изолятор при переходе цепи из одного помещения в другое. *Достоинством* одновиткового исполнения является его высокая электродинамическая стойкость, *недостатком* — большая погрешность при малом номинальном первичном токе, поскольку $w_1 = 1$.

Трансформаторы тока с литой изоляцией подразделяют на шинные, опорные, проходные, встроенные, земляные. Земляные

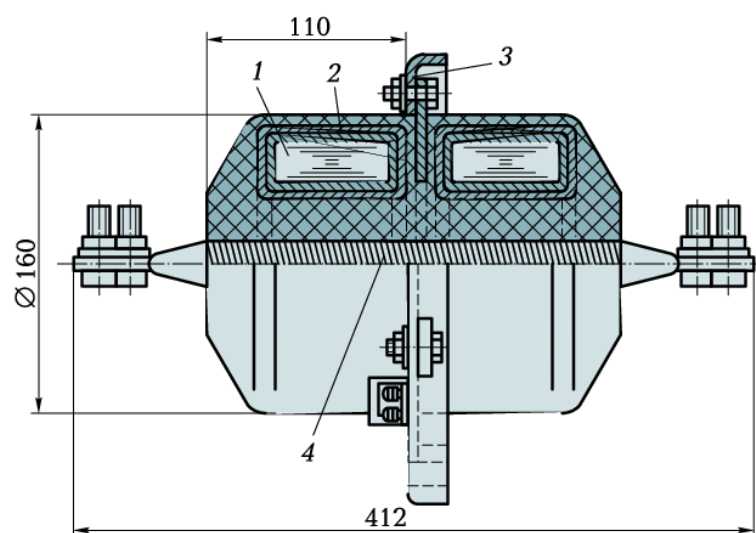


Рис. 1.23. Одновитковый измерительный трансформатор тока типа ТПОЛ-10:

1 — магнитопровод; 2 — вторичная обмотка; 3 — крепежное кольцо; 4 — первичная обмотка (стержень)

трансформаторы тока предназначены для питания схем релейной защиты от замыкания на землю отдельных жил трехфазного кабеля путем трансформации возникших при этом токов нулевой последовательности.

Вторичная обмотка трансформаторов тока предназначена для измерений, учета и защиты.

Примеры обозначения измерительных трансформаторов тока:

- ТШЛ — трансформатор тока шинный, с литой изоляцией;
- ТЗРЛ — трансформатор тока земляной, разъемный, с литой изоляцией;
- ТФН — трансформатор тока с фарфоровой крышкой, для наружной установки.

Основными параметрами ТА являются:

- номинальное напряжение трансформатора $U_{\text{ном}}$ (кроме встроенных ТА);
- номинальный первичный ток $I_{1\text{ном}}$;
- номинальный вторичный ток $I_{2\text{ном}}$;
- номинальный коэффициент трансформации $k_{\text{ТА ном}}$, определяемый по формуле $k_{\text{ТА ном}} = I_{1\text{ном}}/I_{2\text{ном}}$;
- номинальная вторичная нагрузка $S_{2\text{ном}}$ с коэффициентом мощности, равным 1 или 0,8 (допускается обозначение вторичной нагрузки $Z_{2\text{ном}}$);
- класс точности трансформаторов тока (для ТА с одной вторичной обмоткой) или вторичных обмоток (для ТА с несколькими вторичными обмотками).

Номинальный первичный ток трансформаторов тока ($I_{1\text{ном}}$, А): 1; 5; 10; 15; 20; 30; 40; 50; 75; 80; 100; 150; 200; 300; 400; 500; 600; 750; 800; 1 000; 1 200; 1 500; 2 000; 3 000; 4 000; 5 000; 6 000; 8 000; 10 000; 12 000; 14 000; 16 000; 18 000; 20 000; 25 000; 28 000; 30 000; 32 000; 35 000; 40 000.

Номинальный вторичный ток трансформаторов тока ($I_{2\text{ном}}$, А): 1; 2; 5.

Измерительный трансформатор тока имеет три вида погрешностей: токовую, полную и угловую, значения которых тесно связаны друг с другом и зависят от степени насыщения магнитопровода трансформатора тока. Чем больше это насыщение ($I_{\text{нас}}$), а оно зависит, например, от значения первичного тока (I_1) трансформатора тока, тем меньше сопротивление так называемой ветви намагничивания, тем больше ток в этой ветви и тем меньший ток попадает в реле (I_2). Таким образом, вследствие наличия тока намагничивания во вторичную обмотку трансформатора тока трансформируется не весь первичный ток, а только часть его, что и вызывает погрешность в работе трансформатора тока (токовая погрешность).

Угловая погрешность также определяется наличием тока намагничивания и характеризует фазовый сдвиг между первичными и вторичными токами трансформатора тока.

Чем больше ток намагничивания $I_{\text{нам}}$ трансформатора тока, тем больше его погрешности. Очень большие погрешности могут вызывать неправильные действия устройств релейной защиты и автоматики, поэтому уменьшение погрешности трансформатора тока является важной задачей, которая сводится к уменьшению $I_{\text{нам}}$. Для уменьшения погрешностей измерительный трансформатор тока должен работать в прямолинейной части своей характеристики намагничивания. Уменьшение погрешностей трансформатора тока обеспечивается:

- конструктивными параметрами магнитопровода, в том числе и его материалом;
- правильным выбором нагрузки вторичной обмотки;
- снижением вторичного тока за счет выбора соответствующего коэффициента трансформации $k_{\text{ТА}}$.

Токовая погрешность зависит также от кратности первичного тока:

$$k_{\text{ТА}} = I_1 / I_{1\text{ном}}$$

где I_1 — действительное значение тока в первичной обмотке; $I_{1\text{ном}}$ — его номинальное значение.

При увеличении кратности первичного тока магнитопровод трансформатора тока насыщается и токовая погрешность увеличивается. Полная же погрешность трансформатора тока учитывается в I_2 и $I_{\text{нам}}$ высших гармоник, возникающих в связи с насыщением его магнитопровода.

Для всех трансформаторов тока, используемых в схемах релейной защиты, даются кривые предельных кратностей:

$$k_{10} = f(Z_{2\text{доп}}),$$

где k_{10} — отношение наибольшего первичного тока к его номинальному значению, при котором полная погрешность при заданной вторичной нагрузке менее 10 %; $Z_{2\text{доп}}$ — допустимое сопротивление нагрузки трансформатора тока при коэффициенте мощности, равном 0,8.

Кратность k_{10} принимают равной отношению

$$k_{10} = I_{\text{нам}} / I_{1\text{ном}}$$

Используя зависимости, называемые кривыми предельной кратности, можно подобрать соответствующие трансформаторы тока, способные подавать питание в схему релейной защиты, обеспечи-

вая полную погрешность не более 10 % в условиях срабатываемой защиты. Если же тип трансформатора тока задан, то используя кривую предельной кратности, соответствующую заданному трансформатору тока, необходимо определить допустимое сопротивление нагрузки $Z_{\text{доп}}$ и позаботиться о том, чтобы суммарное расчетное сопротивление нагрузки трансформатора тока, состоящее из сопротивления реле, соединительных проводов и других элементов, включенных во вторичную цепь трансформатора тока (с учетом схемы соединений обмоток ТА), не превысило $Z_{2\text{доп}}$.

Измерительные трансформаторы тока подразделяют на классы точности, каждый из которых характеризуется допустимой погрешностью, установленной из условий точной работы измерительных приборов. Точность трансформаторов тока определяется их полной погрешностью в передаче значения тока и угловой погрешностью в передаче фазы измеряемого тока.

Требования к точности различны для трансформаторов тока, питающих измерительные приборы, и для трансформаторов тока, питающих устройства релейной защиты.

Классы точности трансформатора тока или вторичной обмотки:

- для измерений и учета: 0,1; 0,2; 0,2S; 0,5; 0,5S; 1; 3; 5; 10;
- для защиты: 5P, 10P (в первом случае полная погрешность ТА равна 5 %, во втором — 10 %).

1.6. НАЗНАЧЕНИЕ, ТИПЫ, УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ РЕАКТОРОВ, ШИН, ИЗОЛЯТОРОВ И СТАТИЧЕСКИХ КОМПЕНСАТОРОВ

Токоограничивающие реакторы. Значение и динамика изменения токов КЗ не одинаковы в системах электроснабжения и зависят от их особенностей. Однако по мере увеличения токов КЗ возрастают требования к параметрам применяемого электрооборудования, т. е. приходится выбирать более мощное электрооборудование, которое и стоит дороже и, как правило, занимает больше места. Выходом из этого положения может служить ограничение по величине токов КЗ, которое осуществляется различными способами, в том числе с помощью токоограничивающих реакторов. Ограничивать ток КЗ часто приходится и на действующих объектах. На рис. 1.24 показаны схемы включения токоограничивающих реакторов.

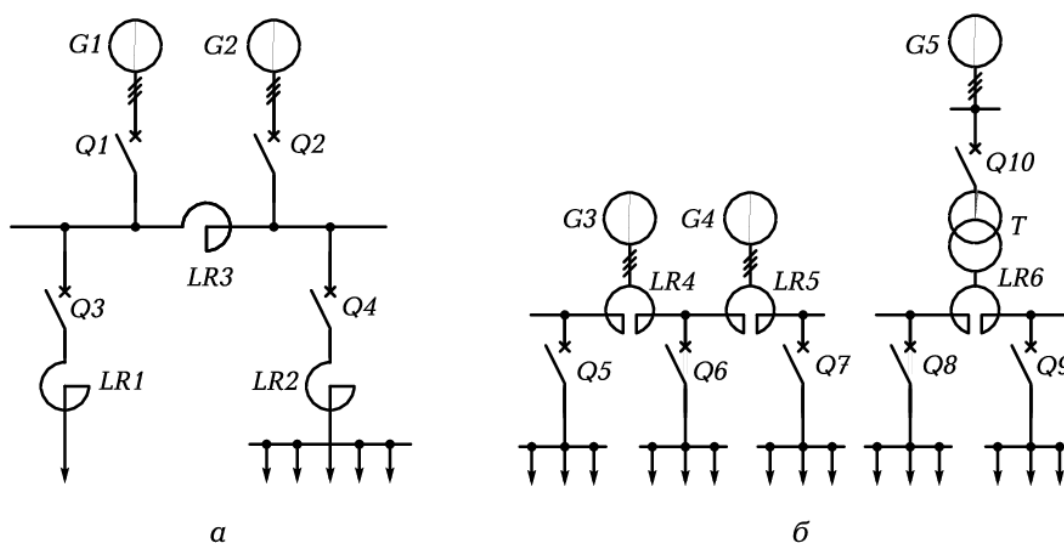


Рис. 1.24. Схемы включения токоограничивающих реакторов:
 а — одинарные; б — двойные; G1—G5 — генераторы; Q1—Q10 — выключатели;
 LR1—LR6 — реакторы; T — трансформатор

Реакторы предназначены не только для ограничения токов КЗ, но и для поддержания на шинах электроподстанций определенного уровня напряжения при повреждениях за реактором.

Реакторы представляют собой электрический аппарат, выполненный как индуктивная катушка без стального сердечника, т. е. индуктивное сопротивление реактора не зависит от величины протекающего тока. Если бы реакторы выполняли со стальным сердечником, то при больших токах происходило бы насыщение сердечника, вследствие этого имела место потеря реактором своих токоограничивающих свойств.

Основным параметром реактора является номинальное индуктивное сопротивление, которое зависит от числа витков, относительных размеров катушек, а также от их взаимного положения и расстояния (при двойных реакторах).

Реактор последовательно включается в цепь, ток которой нужно ограничить, и работает как дополнительное реактивное (индуктивное) сопротивление, уменьшающее ток при КЗ. Последнее повышает стойкость, а следовательно, надежность системы электроснабжения.

В высоковольтных сетях токи КЗ могут достигать значений, значительно превышающих отключающую способность электрооборудования, а для возникающих при этом электродинамических сил бывает вообще невозможно подобрать электрооборудование. Поэтому меры по ограничению токов КЗ являются необходимым условием надежной работы систем электроснабжения.

В нормальном режиме падение напряжения на реакторе составляет порядка 3...4 % номинала, что вполне допустимо. При КЗ на реактор приходится бóльшая часть напряжения.

Реакторы имеют линейную вольт-амперную характеристику в широком диапазоне изменения тока (от номинального до тока КЗ). Обмотки реактора выполняют из многожильного медного или алюминиевого провода. Для увеличения механической прочности обмотку реактора заливают бетоном и окрашивают для защиты от проникновения влаги.

В зависимости от места установки реакторы подразделяют на линейные, групповые и секционные. Линейные реакторы рекомендуется устанавливать после выключателя, со стороны линии. Причем отключающая способность выключателя выбирается по мощности КЗ, ограниченной реактором.

Кроме одинарных реакторов, применяют сдвоенные реакторы, выполняющие роль линейных. Сдвоенные реакторы имеют две катушки на одну фазу, которые намотаны в одном направлении и включены согласно. За номинальный ток сдвоенного реактора принимают ток катушки; его средний зажим рассчитан на двойной номинальный ток.

Реакторы бывают бетонные и масляные.

Бетонный реактор представляет собой бетонный полый цилиндр, на который наматывают витки изолированного многожильного провода. Применяемый бетон должен иметь высокие механические свойства. Все металлические детали реактора изготавливают из немагнитных материалов. При больших токах, а также при внутренней установке реакторов применяют искусственное охлаждение с помощью вентиляторов. Одинарные (с одной обмоткой) и сдвоенные (с двумя обмотками) бетонные реакторы выпускают на номинальное напряжение 10 кВ.

Масляные реакторы применяют в сетях напряжением выше 35 кВ. Они состоят из обмотки, выполненной медными проводниками, изолированными кабельной бумагой, уложенными на изоляционные цилиндры и залитыми маслом. Последнее служит и изолирующей, и охлаждающей средой одновременно. Для снижения нагрева стенок бака переменным полем катушек реактора используют электромагнитные экраны.

Электромагнитный экран представляет собой расположенные концентрично относительно обмотки реактора короткозамкнутые медные или алюминиевые витки вокруг стенок бака, в которых возникает встречное электромагнитное поле, компенсирующее основное поле.

В соответствии ПУЭ для защиты от взрывов, возможных при перегреве масла в баке, все реакторы на напряжение 500 кВ и выше оборудуют газовой защитой.

Реакторы включают по различным схемам. Так, для мощных линий применяют индивидуальное реактирование; в системе собственных нужд через реакторы запитывают группу линий (групповое реактирование), реактор могут включать между секциями распределительных устройств (секционный реактор).

Шинопроводы. Шинопровод представляет собой комплектное устройство заводского изготовления, предназначенное для передачи и распределения электроэнергии, состоящее из шин и относящихся к ним изоляторов, поддерживающих и опорных конструкций, защитных оболочек и ответвительных устройств. Конструктивно — это пакет шин в жестком корпусе.

По назначению шинопроводы подразделяют на магистральные, распределительные и троллейные.

Магистральные шинопроводы (МШ) применяют на переменном и постоянном токе. На переменном токе они используются для соединения трансформатора с главным распределительным щитом (ГРЩ), либо с вводным распределительным устройством (ВРУ) или в блоке трансформатор — магистраль. На отходящих от ГРЩ или ВРУ линиях магистральный шинопровод применяют для питания энергоемких потребителей, распределительных щитов или для подключения распределительных шинопроводов. Кроме того, магистральный шинопровод передает электроэнергию от подстанции к производственным помещениям.

На рис. 1.25 показана конструкция одного из первых магистральных шинопроводов серии ШМА-73. Разработанные на основании многолетнего опыта современные конструкции магистральных шинопроводов позволяют применять их для любой системы электрообеспечения, в любых условиях окружающей среды и в архитектуре сооружения любой сложности.

На постоянном токе шинопроводы применяют для выполнения электрических сетей в промышленных установках на напряжение до 1 200 В. Существуют магистральные шинопроводы переменного тока типа ШМА и постоянного тока типа ШМАД. Магистральные шинопроводы постоянного тока выпускают на токи от 1,6 до 6,3 кА, а переменного тока — от 0,8 до 6,3 кА с алюминиевыми или с медными шинами.

Распределительные шинопроводы (РШ) типа ШРА применяют для выполнения магистралей с большим числом присоединений различных индивидуальных потребителей, а также для подачи питания

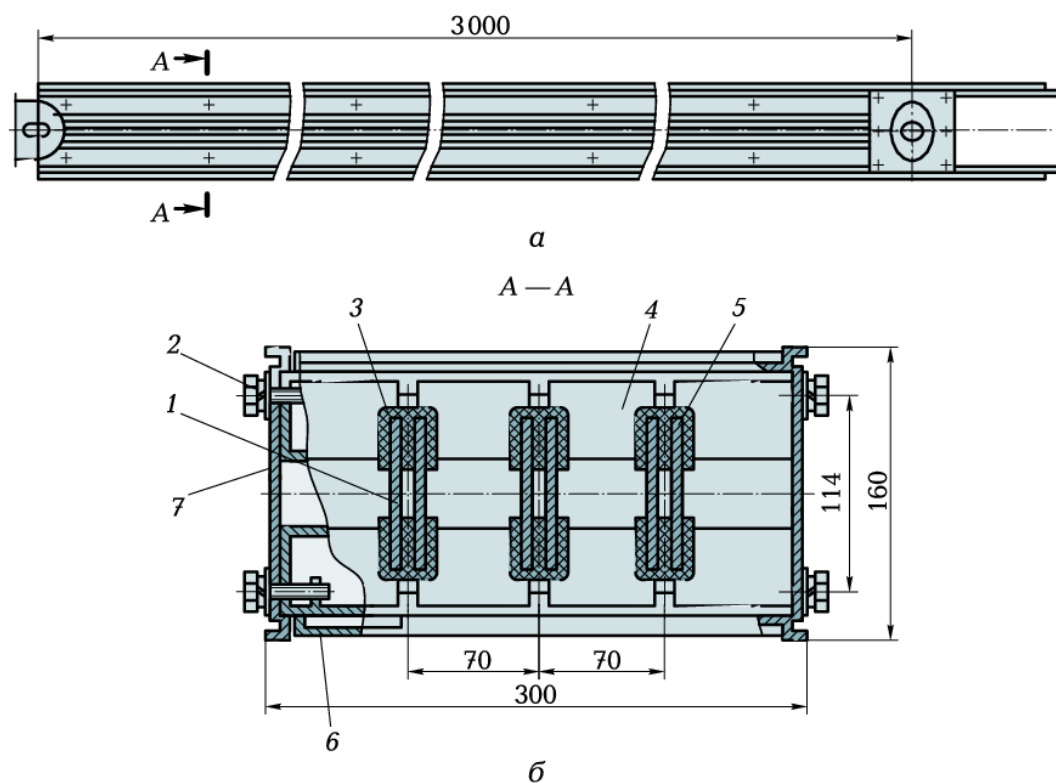


Рис. 1.25. Магистральный шинопровод ШМА-73:

а — секция прямая; *б* — поперечный разрез; 1 — фазные изолированные шины; 2 — шпилька (стяжка) стальная; 3 и 5 — изолирующие прокладки; 4 — изоляторы; 6 — верхняя и нижняя перфорированные стальные крышки; 7 — боковые профили из алюминиевого сплава

на осветительные шинопроводы. Распределительные шинопроводы выпускают на токи от 40 до 800 А.

На рис. 1.26 показана конструкция распределительных шинопроводов серии ШРА-73 (ШРА-4), отличающаяся высокой надежностью в эксплуатации.

Разновидностью их могут быть *напольные шинопроводы*, прокладываемые под фальшполами для выполнения модульных совмещенных сетей, которые обычно используют в административных, торговых, выставочных и других зданиях. Напольные распределительные шинопроводы изготавливают на токи от 25 до 63 А. Другой разновидностью распределительных шинопроводов являются *осветительные шинопроводы* типа ШОС, применяемые для подключения осветительных приборов или потребителей небольшой мощности и выпускаемые на токи от 25 до 40 А.

Троллейные шинопроводы типа ШТМ применяют для питания цеховых электроприемников: мостовых кранов, кран-балок, подъ-

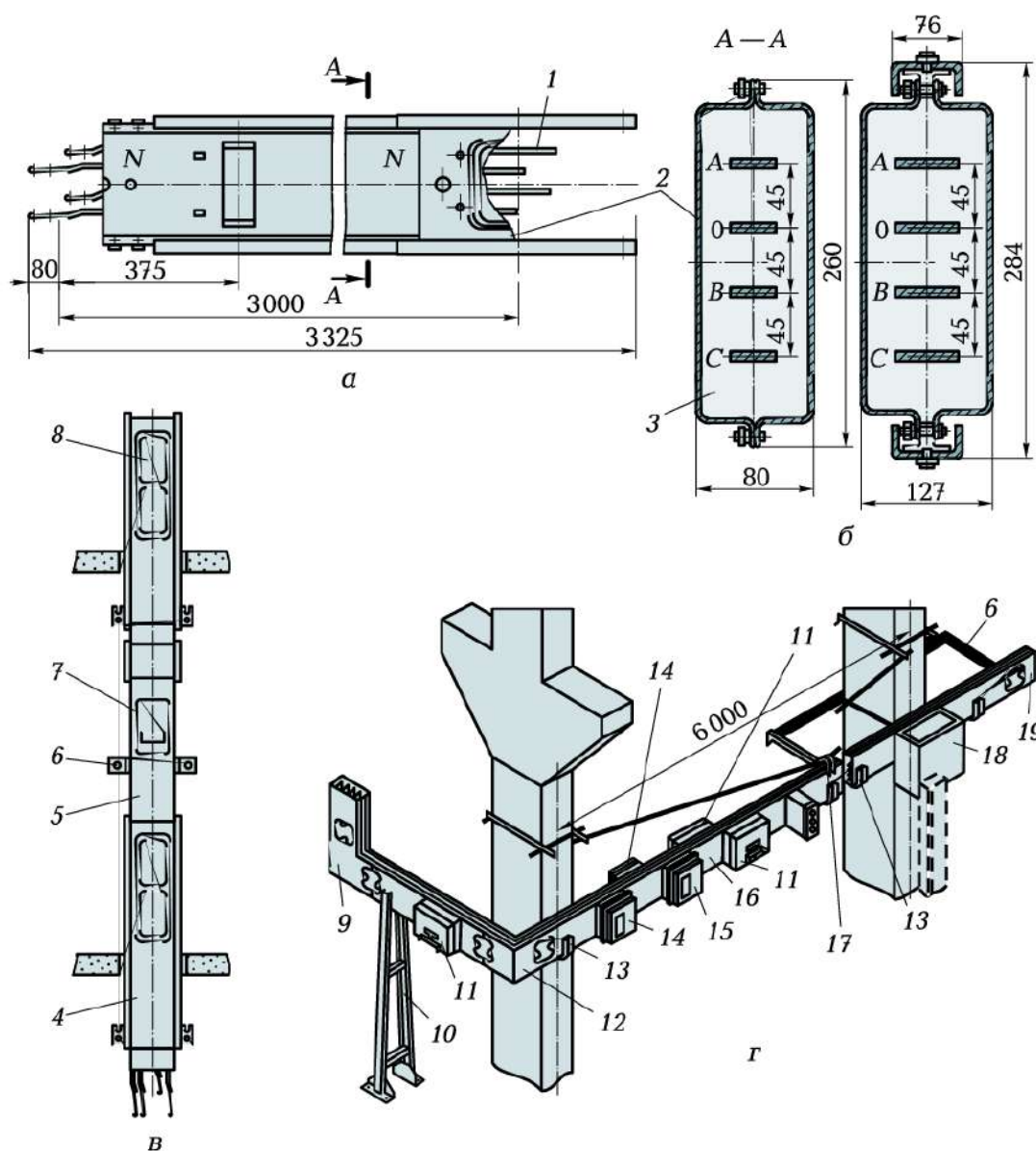


Рис. 1.26. Распределительный шинопровод ШРА:

а — общий вид прямой секции; б — поперечное сечение прямых секций на 250, 400 и 630 А; в — шинопровод ШРА-73В для вертикальной прокладки; г — элементы шинопровода ШРА-73 и ШРА-73В; 1 — шина; 2 — короб; 3 — изолятор; 4 — универсальная секция; 5 — прямая секция; 6 — кронштейн; 7 — ответвительная коробка; 8 — крышка; 9 — секция угловая с изгибом шин на плоскость; 10 — конструкция для установки и крепления шинопровода — стойка; 11 — ответвительная коробка с автоматическим выключателем; 12 — секция угловая с изгибом шин на ребро; 13 — конструкция для крепления шинопровода — кронштейн; 14 — ответвительная коробка с предохранителем; 15 — ответвительная коробка с пусковым аппаратом; 16 — прямая секция; 17 — конструкция для установки и крепления шинопровода — подвес; 18 — вводная коробка; 19 — заглушка торцевая

емников и другого подвижного оборудования. Они изготавливаются на токи от 35 до 1000 А.

Кроме указанных типов шинопроводов разработаны и выпускаются шинопроводы с воздушной, полимерной и литой изоляцией.

По конструктивному исполнению шинопроводы могут быть открытыми, закрытыми и защищенными. *Открытые шинопроводы* применяют для магистральных сетей в местах с неагрессивной внешней средой. Выполняют их из неизолированных шин на изоляторах и незащищенными от прикосновения или попадания на них посторонних предметов. В местах, где есть возможность случайного прикосновения к шинам, открытые шинопроводы закрывают защитными металлическими коробами или сетками.

Закрытые и защищенные шинопроводы являются основным видом сетей, традиционно применяемых для распределения электроэнергии. Шины защищенных шинопроводов закрывают перфорированным коробом или сеткой для предотвращения случайного прикосновения персонала к шинам и случайного попадания на них предметов. У закрытых шинопроводов шины закрыты полностью сплошным коробом.

Конструкция шинопровода зависит от размеров шин, их формы и взаимного расположения, типа изоляторов и способа защиты шин от воздействия окружающей среды.

Шинопроводы дают возможность перемещать в цехе электроприемники в любое место и безопасно отсоединять и присоединять их без перерыва в электроснабжении других электроприемников. Кроме того, шинопроводы занимают мало места и не требуют особого ухода.

Возможное перемещение оборудования в цехе, связанное с изменением схемы электроснабжения, обеспечивается конструкцией шинопровода. Дело в том, что на шинопроводе установлены штепсельные гнезда, закрытые крышками, что и позволяет перемещать питаемое от шинопроводов электрооборудование при изменении схем электроснабжения и в других требуемых случаях.

Основные достоинства шинопроводов:

- составные части шинопроводов быстро собираются и разбираются, что удобно при монтаже, демонтаже и транспортировке;
- обладают высокой надежностью при эксплуатации;
- конструкция имеет эстетичный внешний вид;
- алюминиевые корпуса шинопроводов хорошо отводят тепло и работают как радиаторы;
- конструкция имеет высокую степень защиты от пыли, грязи и влаги (IP55);

- экономичны при применении больших нагрузочных токов вместо кабельных линий, а также за счет лучшего теплоотвода;
- пожаробезопасны, не выделяют ядовитые вещества;
- конструкция не требует специального технического обслуживания.

К *недостаткам* шинопроводов можно отнести долгий срок поставки по сравнению с кабелем и возможные ошибки при проектировании.

Изоляторы. Важную роль в надежности воздушных ЛЭП играют изоляционные устройства и прежде всего изоляторы. Электрические изоляторы классифицируют по различным признакам:

а) по *назначению*:

- опорные;
- проходные;
- линейные;

б) *материалу изготовления*:

- фарфоровые;
- стеклянные;
- полимерные;

в) *способу крепления на опоре*:

- штыревые;
- подвесные;
- стержневые.

У всех типов изоляторов, применяемых на воздушных ЛЭП, имеются свои достоинства и недостатки. Основное назначение изоляторов — изоляция проводов и их крепления к опорам.

Для ЛЭП служат линейные изоляторы, которые обладают электрической и механической прочностью. От значения напряжения зависит применимость тех или иных изоляторов. Так, до напряжения 35 кВ для подвешивания сравнительно легких проводов ЛЭП используют штыревые изоляторы; выше 35 кВ — подвесные изоляторы. При напряжении 110 кВ и выше применяют только подвесные изоляторы, которые собирают в гирлянды.

Кроме фарфоровых и стеклянных изоляторов применение находят полимерные подвесные изоляторы в основном для крепления и изоляции неизолированных и защищенных изоляцией проводов.

Полимерные подвесные стержневые изоляторы марки ЛК (Л — линейный; К — кремнийорганический) используют на напряжения 6...500 кВ. Полимерные изоляторы предназначены для замены традиционных изоляторов (фарфоровых и стеклянных).

Полимерные изоляторы имеют следующие преимущества перед традиционными изоляторами:

- меньшая масса;
- высокая стойкость к перенапряжениям и старению;
- высокие разрядные характеристики;
- стойкость к атмосферному загрязнению;
- устойчивость к ударам;
- простота и удобство монтажа.

Диапазон рабочих температур у полимерных изоляторов составляет от -60 до $+50$ °С.

Гирлянды подвесных изоляторов подразделяют на поддерживающие и натяжные. Поддерживающие изоляторы располагают вертикально на промежуточных опорах, натяжные гирлянды используют на анкерных опорах и находятся почти в горизонтальном положении. На ответственных участках ЛЭП применяют сдвоенные гирлянды изоляторов. Число изоляторов в гирлянде зависит от значения напряжения ЛЭП и материала опоры.

Так, при напряжении 110 кВ на железобетонных опорах берется шесть подвесных изоляторов в гирлянде. Причем на металлических опорах используется примерно на два изолятора больше. Чем выше напряжение изоляторов, тем больше их габаритные размеры и масса, тем они сложнее в изготовлении, монтаже и эксплуатации.

К параметрам изоляторов относятся:

- напряжение пробоя;
- механическая прочность;
- термическая стойкость.

Обозначения изоляторов: П — первая буква — подвесной; С или Ф — вторые буквы — стеклянный или фарфоровый; П — вторая буква — полимерный; Т — первая буква — телеграфный; ШЛН — штыревой, линейный, для наружной установки; ПС — подвесной, стеклянный; ШФ — штыревой, фарфоровый; ШС — штыревой, стеклянный.

Статические компенсаторы. Они представляют собой батареи конденсаторов и другие источники реактивной мощности (РМ), не имеющие вращающихся частей. На подстанциях промышленных предприятий вблизи потребителей реактивной мощности (асинхронных двигателей, силовых трансформаторов и др.) устанавливают батареи статических конденсаторов (БК).

Конденсаторы на напряжение от 220 В до 10,5 кВ используют для наружной и внутренней установки. Единичная мощность конденсаторов составляет от 10 до 125 квар и для получения необходимой мощности Q_C конденсаторы соединяют параллельно. В энергосистемах БК на напряжение 6 и 10 кВ конденсаторы устанавливают в узлах сети, на подстанциях они подключаются через выключатель

к шинам 6 и 10 кВ. Реактивная мощность, вырабатываемая батареей, соединенной по схеме «звезда»:

$$Q_C = 3U_{\Phi}^2 C,$$

где U_{Φ} — напряжение, на которое включена БК; C — емкость БК.

Если к сети подключена нерегулируемая батарея конденсаторов, то в режиме минимальных нагрузок возможна перекомпенсация реактивной мощности, которая вызывает повышение напряжения и дополнительные потери электроэнергии в сети. Это приводит к необходимости регулирования реактивной мощности конденсаторов, которое может быть одно- и многоступенчатым (БК разделена на секции). Включение и отключение части секций производится автоматически или вручную.

Достоинствами БК являются их простота и надежность, *недостатками* — зависимость реактивной мощности от напряжения и ее ступенчатое регулирование.

Более совершенными являются установки статических тиристорных компенсаторов (СТК), в которых осуществляется плавное регулирование реактивной мощности. В установках применяют нерегулируемые батареи конденсаторов, вырабатывающие реактивную мощность (емкостную) Q_C и регулируемую с помощью тиристорных ключей VS индуктивность LR . Управляющие электроды тиристорных ключей присоединяют к схеме автоматического регулирования.

Достоинством таких установок является отсутствие вращающихся частей, быстрое действие и плавность регулирования.

Однако с изменением характера и состава нагрузки наличие только одной функции компенсации реактивной мощности оказалось недостаточно.

Известно, что использование нагрузки с нелинейной вольт-амперной характеристикой (при наличии высших гармоник) сопровождается генерацией несинусоидальных искажений в питающую сеть, негативно влияющих на все электрооборудование объекта:

- повышенный нагрев устройств передачи и распределения электроэнергии;
- увеличение активных потерь в проводниковых и диэлектрических материалах;
- вибрации, нестабильная работа двигателей;
- ложные срабатывания устройств релейной защиты и автоматики;
- электромагнитные помехи в приборах измерения и устройствах управления;
- несанкционированное срабатывание коммутационных устройств;

- возможность возникновения резонансных явлений при компенсации реактивной мощности.

Для резко переменных нагрузок (например, дуговых сталеплавильных печей), вызывающих колебания напряжения в питающей сети, нужна быстродействующая пофазная компенсация реактивной мощности, которая с успехом осуществляется с помощью СТК.

Статический тиристорный компенсатор включает в себя набор фильтров высших гармоник (фильтрокомпенсирующих цепей), постоянно подключенных к сети или коммутируемых выключателями, и включенные параллельно им в «треугольник» три фазы управляемых тиристорами реакторов (тиристорно-реакторная группа — ТРГ). Угол зажигания тириستоров ТРГ может быстро изменяться таким образом, чтобы ток в реакторе отслеживал реактивную мощность в энергосистеме.

Схема управления и защиты СТК обеспечивает быструю компенсацию реактивной мощности нагрузки и поддержание регулируемого параметра в соответствии с заданной уставкой, выполняет защиту оборудования СТК, контроль и сигнализацию отказов. Время реакции системы регулирования СТК на изменение регулируемого параметра составляет 25... 100 мс для общепромышленных нагрузок и сетевых подстанций.

Автоматика СТК обеспечивает его работу без постоянного обслуживающего персонала. Управление СТК осуществляется от пульта дистанционного управления или от автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) через внешний интерфейс.

Номинальную мощность и схему статических тиристорных компенсаторов выбирают для конкретного объекта в зависимости от параметров системы электроснабжения, вида и мощности компенсируемой нагрузки и требований к качеству электроэнергии и выполняемым функциям.

Поэтому, если в составе промышленной нагрузки имеются вентиляционные преобразователи (частотный электропривод, выпрямители и др.), которые являются источниками токов высших гармоник, то в этом случае кроме компенсации реактивной мощности необходима еще и фильтрация высших гармоник. Последняя осуществляется с помощью фильтрокомпенсирующих устройств, включающих в себя фильтры высших гармоник (последовательно соединенные батареи конденсаторов и реакторы), настроенные на частоты генерируемых нагрузкой токов.

Все устройства компенсации реактивной мощности классифицируют на статические и динамические: к статическим относятся

одиночные конденсаторы, батареи статических конденсаторов, фильтры гармоник; к динамическим — управляемые, регулируемые устройства, к которым относятся СТК и устройства типа СТАТКОМ.

Статический тиристорный компенсатор является устройством, обеспечивающим повышение эффективности работы систем передачи и распределения электроэнергии. Такие компенсаторы применяют для промышленных предприятий и электрических сетей.

Помимо обеспечения требований по основным показателям качества электроэнергии СТК осуществляют разгрузку сетевых трансформаторов и питающих ЛЭП от реактивной мощности, тем самым снижая в них активные потери. В совокупности это позволяет увеличить передаваемую активную мощность без установки дополнительно нового оборудования. Эти факторы определяют основной экономический эффект от применения СТК в электрических сетях. Статические тиристорные компенсаторы предназначены для оптимизации режимов работы электрических сетей в целях повышения пропускной способности и устойчивости ЛЭП, стабилизации напряжения в узлах нагрузки, уменьшения потерь электроэнергии и повышения ее качества.

К основным функциям СТК относятся:

- регулирование напряжения;
- повышение статической и динамической стойкости электроэнергетических систем;
- ограничение коммутационных перенапряжений;
- симметрирование напряжений.

Промышленное применение тиристорных электроприводов, выпрямительных электролизных установок, мощных электродуговых печей, прокатных станов и других потребителей электроэнергии с резкопеременной нагрузкой и несинусоидальным током сопровождается значительным потреблением реактивной мощности и искажением питающего напряжения. Это может привести к росту потерь электроэнергии, ухудшению и нарушению нормального функционирования потребителей электроэнергии.

К таким потребителям относятся металлургические заводы, химические предприятия, предприятия цветной металлургии, предприятия нефтяной, газовой и угольной отраслей промышленности и др.

Для компенсации реактивной мощности и повышения коэффициента мощности, фильтрации высших гармоник тока, снижения колебаний напряжения и улучшения параметров качества электроэнергии (снижение несимметрии напряжения и стабилизации напряжения) применяют СТК реактивной мощности.

В состав СТК входят:

- тиристорно-реакторные группы (компенсирующие реакторы с тиристорными вентилями);
- фильтрокомпенсирующие устройства;
- конденсаторные батареи.

Применение устройств компенсации реактивной мощности позволяет существенно снизить нагрузку по реактивной мощности и высшим гармоникам тока трансформаторов, что дает возможность подключить дополнительную нагрузку, улучшить показатели качества электроэнергии и тем самым повысить качество выпускаемой продукции и производительность технологического процесса.

Статические компенсаторы реактивной мощности являются перспективным средством рациональной компенсации реактивной мощности в силу присущих им положительных свойств.

На рис. 1.27 показаны основные варианты статических компенсирующих устройств. Они содержат фильтры высших гармоник и регулируемый дроссель в различных исполнениях.

С появлением мощных высоковольтных полностью управляемых полупроводниковых приборов типа IGCT и IGBT началось внедрение нового типа устройств, называемых СТАТКОМ (статический синхронный компенсатор), задачей которых является улучшение качества электроэнергии и повышение эффективности систем ее передачи и распределения за счет компенсации реактивной мощности, регулирования напряжения и повышения стойкости работы энергосистем.

Преимущества СТАТКОМов над СТК:

- лучшие динамические характеристики;

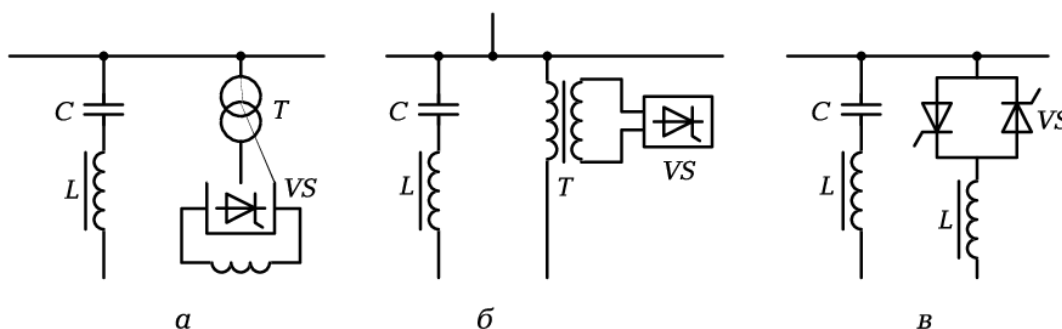


Рис. 1.27. Схемы статических компенсирующих устройств:

а — мостовые источники реактивной мощности с индуктивным накопителем на стороне постоянного тока; б — реакторы насыщения с нелинейной вольт-амперной характеристикой; в — реакторы с линейной вольт-амперной характеристикой и последовательно включенными встречно-параллельными управляемыми вентилями; C — емкость; L — индуктивность; T — трансформатор; VS — управляемые вентили

- возможность поддержания номинального емкостного выходного тока при низком напряжении системы, что обеспечивает более высокую динамическую стойкость передачи по сравнению с СТК;
- высокая частота переключения полупроводниковых приборов, благодаря которой СТАТКОМ может осуществлять активную фильтрацию гармонических токов нагрузки;
- меньшая площадь, необходимая для установки (приблизительно в два раза по сравнению с СТК);
- меньший уровень активных потерь.

СТАТКОМы отличаются от СТК тем, что управляются полупроводниковыми приборами типа IGBT, т. е. биполярными транзисторами с изолированным затвором, а не IGCT — управляемыми тиристорами. Применение IGBT позволяет сократить установленную реактивную мощность установки примерно в два раза и время реагирования системы, что позволяет такой установке бороться с так называемым фликер-эффектом — ненормативными отклонениями и колебаниями частоты сети и напряжения.

Использование динамических устройств компенсации реактивной мощности может помочь в решении таких актуальных проблем, как недостаточная пропускная способность линий, слабая управляемость сетей, неоптимальное распределение потоков мощности по параллельным линиям и т. д.

Технология динамической компенсации реактивной мощности на основе полупроводников IGBT призвана удовлетворить растущие требования потребителей к качеству электроэнергии.

СТАТКОМ — наиболее совершенное устройство компенсации реактивной мощности. К его достоинствам относят multifunctionality, высокое быстродействие, малое содержание высших гармоник. СТАТКОМ показывает меньшую вероятность появления резонансных явлений, возможность поддержания номинального емкостного выходного тока при низком напряжении системы, что, в свою очередь, обеспечивает более высокую динамическую устойчивость передачи по сравнению с СТК.

СТАТКОМ предназначен для регулирования реактивной мощности в широких пределах ($\pm 100\%$). СТАТКОМ, кроме того, отличается от СТК устройством, увеличенным набором функций и улучшенными характеристиками. СТАТКОМ обеспечивает регулирование выходного напряжения и его фазы за счет изменения реактивной мощности, потребляемой или выдаваемой в сеть.

Модификация СТАТКОМа — активный фильтр — позволяет компенсировать все высшие гармоники в сетях.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Поясните принцип работы силового трансформатора.
2. Каково назначение и в чем состоит принцип действия измерительных трансформаторов тока и напряжения?
3. Какие токи можно отключать с помощью разъединителя?
4. Почему с помощью выключателя нагрузки нельзя отключать ток КЗ?
5. Каково назначение расширителя в силовом масляном трансформаторе?
6. С какой целью применяют преобразователи электроэнергии?
7. Как устроен плавкий предохранитель?
8. Как работает автоматический воздушный выключатель?
9. Каковы виды и принцип работы изоляторов на воздушных линиях электропередачи?
10. В чем заключается суть применения «жесткой системы шин»?
11. Какое оборудование входит в состав трансформаторной подстанции?
12. Какие функции выполняют высоковольтные выключатели?
13. Чем отличается выключатель нагрузки от высоковольтного выключателя по выполняемым функциям?
14. Каково назначение плавких предохранителей и как они работают в системах электроснабжения?
15. Какие токи не может отключать выключатель нагрузки и почему?
16. Назовите виды высоковольтных выключателей.
17. Какие основные преимущества имеют вакуумные и элегазовые выключатели по сравнению с масляными?
18. Какие виды силовых трансформаторов вы знаете?
19. Как работает дугогасительная камера вакуумного выключателя?
20. Для чего нужны расцепители? Назовите виды расцепителей.
21. Какую основную функцию выполняет реактор в системе электроснабжения?
22. В каких случаях целесообразно применять шинопроводы?

ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

2.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВАХ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО И ВЫШЕ 1 000 В

Распределительное устройство представляет собой электроустановку, предназначенную для приема и распределения электрической энергии, содержащую электрические аппараты, шины и вспомогательные устройства. Электрические станции, понижающие и повышающие подстанции, обычно имеют несколько распределительных устройств разных напряжений: высокого, среднего и низкого.

Каждое распределительное устройство состоит из входящих и исходящих присоединений, которые связаны между собой сборными шинами, перемычками, соединениями с размещением различного числа выключателей, разъединителей, реакторов, измерительных трансформаторов и прочих электрических аппаратов, обусловленных принятой схемой электроснабжения. Все аналогичные присоединения выполняют одинаково, так что распределительное устройство собирается из стандартных ячеек.

Распределительное устройство должно отвечать определенным требованиям, наиболее важными из которых являются: надежность работы, удобство и безопасность обслуживания при минимальных затратах на сооружение, пожарная безопасность и экономичность эксплуатации, возможность расширения и максимальное применение узлов заводского изготовления.

Надежность работы распределительного устройства обеспечивается правильным выбором и рациональной установкой электрооборудования (электрических аппаратов, токоведущих частей и изоляторов), а также возможностью локализации аварий с электрооборудованием в случае их возникновения. Кроме того, надежность работы распределительного устройства в значительной степени

зависит от качества выполнения строительных и электромонтажных работ.

По своим номинальным данным распределительное устройство должно удовлетворять требуемым условиям работы как в нормальном режиме, так и при КЗ; его изоляция должна соответствовать номинальному напряжению сети и выдерживать возможные в эксплуатации повышения напряжения при коммутационных и атмосферных перенапряжениях. Кроме того, оно должно надежно работать при допустимых перегрузках, а климатические условия работы должны поддерживаться на допустимом уровне.

Распределительные устройства выполняют для всех применяемых напряжений. По аналогии с аппаратами их подразделяют на распределительные устройства напряжением до и выше 1 000 В.

По конструктивному выполнению различают закрытые (внутренние) распределительные устройства, в которых все электрооборудование размещено внутри здания, и открытые (наружные), в которых все электрооборудование расположено на открытом воздухе.

Закрытые распределительные устройства (ЗРУ) обычно сооружают при напряжениях 3...20 кВ. В установках напряжением 35...220 кВ закрытые распределительные устройства сооружают только при ограниченной площади, отведенной под ЗРУ, при расположении их в непосредственной близости от промышленных предприятий, загрязняющих воздух токопроводящей пылью или газами, разрушающими изоляцию и металлические части электрооборудования, а также вблизи морских побережий и в местности с очень низкими температурами воздуха (районы Крайнего Севера).

Обслуживание ЗРУ должно быть удобным и безопасным. Для безопасности выполняют определенные допустимые расстояния от токоведущих частей до различных элементов ЗРУ. Неизолированные токоведущие части во избежание случайных прикосновений к ним помещают в камеры или ограждают. Закрытое распределительное устройство должно обеспечивать пожарную безопасность. При установке в них масляных трансформаторов предусматривают меры для сбора и отвода масла в маслосборную систему. В ЗРУ предусматривается также естественная вентиляция помещений, где размещают трансформаторы и реакторы, а также аварийную вытяжку в коридорах обслуживания открытых камер с маслонеполненным оборудованием.

В **открытых распределительных устройствах (ОРУ)** все аппараты располагают на невысоких основаниях (металлических или железобетонных).

По территории ОРУ выполняют проезды для возможности механизации монтажа и ремонта оборудования. Применение жесткой ошиновки позволяет отказаться от порталов и уменьшить площадь ОРУ.

Кабели оперативных цепей, цепей управления, релейной защиты, автоматики и воздухопроводы прокладывают в лотках из железобетонных конструкций без заглубления их в почву или в металлических лотках, подвешенных к конструкциям ОРУ. Открытое распределительное устройство должно быть обязательно ограждено.

Преимущества ОРУ по сравнению с ЗРУ:

- меньший объем строительных работ (необходимы лишь подготовка площадки, устройство дорог, сооружение фундаментов и установка опор);
- существенная экономия строительных материалов (стали, бетона);
- меньшие капитальные затраты;
- меньшие сроки сооружения;
- хорошая обзоремость;
- удобство расширения и легкость замены оборудования другим с меньшими или большими габаритными размерами, а также возможность быстрого демонтажа старого и монтажа нового оборудования;
- меньшая опасность распространения повреждений вследствие больших расстояний между аппаратами смежных цепей.

Недостатки ОРУ по сравнению с ЗРУ:

- менее удобное обслуживание, так как переключение разъединителей и наблюдение за аппаратами производится на открытом воздухе при любой погоде (низкие температуры, ненастье);
- большая площадь сооружения;
- подверженность аппаратов резкому изменению температуры окружающего воздуха, незащищенность их от загрязнения, запыления, что усложняет их эксплуатацию и принуждает применять аппараты специальной конструкции (для наружной установки), более дорогие.

Стоимость ЗРУ обычно на 10...25 % выше стоимости соответствующих ОРУ.

В настоящее время в большинстве случаев применяют открытые распределительные устройства так называемого низкого типа, при котором все аппараты располагают в одной горизонтальной плоскости и устанавливают на специальных основаниях сравнительно небольшой высоты; сборные шины укрепляют на опорах также небольшой высоты.

Электрооборудование, установленное в распределительных устройствах, нуждается в управлении и защите от повреждений и аномальных режимов. Для этого используют соответствующие коммутационные аппараты, измерительные трансформаторы, токоограничивающие реакторы, разрядники и другое электрооборудование первичных (силовых) цепей. Необходимы также аппараты управления, контроля, измерений, релейной защиты и автоматики, образующие вторичные цепи электроустановки. Перечисленное электрооборудование первичных и вторичных цепей вместе с вспомогательными устройствами и строительной частью образуют распределительное устройство.

На подстанциях имеются распределительные устройства нескольких ступеней номинального напряжения, связанные через силовые трансформаторы или автотрансформаторы. Каждое распределительное устройство, как правило, содержит сборные шины (трехфазную систему проводников) и ряд присоединений или ответвлений от сборных шин с соответствующим оборудованием. В зависимости от назначения электроустановки, номинального напряжения, числа и мощности присоединений распределительное устройство может быть выполнено с одной или двумя системами сборных шин; с одним или двумя выключателями в каждом присоединении и другими особенностями, определяющими его эксплуатационные свойства и стоимость.

К электрооборудованию распределительных устройств предъявляют следующие основные требования:

- оно должно удовлетворять условиям работы в нормальном режиме, что гарантирует срок службы изоляции, а следовательно, нормативный срок службы электрооборудования;
- оно должно удовлетворять условиям работы при КЗ, для чего должно иметь необходимую термическую и динамическую стойкость;
- его изоляция должна выдерживать возможные в эксплуатации повышения напряжения при коммутационных и атмосферных перенапряжениях;
- оно должно надежно работать при допустимых перегрузках.

Наиболее распространенной формой исполнения распределительных устройств в настоящее время являются комплектные распределительные устройства. Комплектное распределительное устройство полностью изготавливается на специализированных заводах и состоит из закрытых шкафов со встроенными в них аппаратами, измерительными и защитными приборами и вспомогательными устройствами; на месте все элементы КРУ лишь монтируют. Такие

распределительные устройства в наибольшей степени отвечают требованиям индустриализации энергетического строительства.

Применение КРУ позволяет ускорить монтаж распределительного устройства. Оно безопасно в обслуживании, так как все части, находящиеся под напряжением, закрыты металлическим кожухом. В качестве изоляции между токоведущими частями в КРУ используют воздух, масло, твердую изоляцию, инертные газы. Комплектные распределительные устройства с масляной и газовой изоляцией выполняют на напряжения 220...500 кВ. Отечественная промышленность выпускает КРУ на напряжения 3...35 кВ с воздушной изоляцией и на напряжения 110...220 кВ — с изоляцией из элегаза (в мировой практике до напряжения 800 кВ).

Комплектные распределительные устройства наружной установки (КРУН) предназначены для открытой установки вне помещения.

Такие распределительные устройства рассчитаны для работы при температуре окружающего воздуха от -40 до $+35$ °С и влажности воздуха не более 80 %, имеют стационарную установку выключателя в шкафу или выкатную тележку с выключателем подобно КРУ внутренней установки.

Распределительный пункт, так же как и распределительное устройство, предназначен для приема и распределения электроэнергии на одном напряжении без преобразования и трансформации, но в отличие от распределительного устройства распределительный пункт не входит в состав подстанции.

В элегазовых распределительных устройствах в качестве изоляции между токоведущими частями используется элегаз, обладающий высокими электроизоляционными и дугогасительными свойствами. Он не токсичен, не горит, не образует взрывоопасных смесей.

Вся аппаратура распределительных устройств с элегазовой изоляцией отличается меньшими размерами, чем с обычной воздушной изоляцией, а сама конструкция элегазовых распределительных устройств более компактна, чем ЗРУ.

Блоки элегазовых распределительных устройств изготавливают на заводах и поставляют на место монтажа в готовом виде, где из отдельных блоков собирается весь комплект элегазового распределительного устройства.

Заводское изготовление ячеек позволяет обеспечить тщательность сборки всех узлов и высокую надежность их работы. Полностью собранные и готовые к работе ячейки поставляют на место монтажа, где их соединяют шинами, подводят силовые и контрольные кабели.

Все распределительные устройства на стадии производства сооружают в соответствии с требованиями ПУЭ, нормами технологического проектирования станций и подстанций и другими нормативными документами.

2.2. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 000 В

Распределительные устройства напряжением выше 1 000 В относятся к станциям и подстанциям и представляют собой электроустановки, используемые для приема электроэнергии от ЛЭП, трансформаторов или генераторов и распределения ее между потребителями.

В распределительных устройствах напряжением выше 1 000 В расстояния между электрооборудованием, аппаратами, токоведущими частями, изоляторами, ограждениями, конструкциями выбирают в соответствии с нормативными требованиями так, чтобы при нормальном режиме работы электроустановки температура нагрева, электрическая дуга, искрение, выброс газов не могли привести к повреждению электрооборудования и возникновению КЗ.

При нахождении распределительного устройства в местах, где в окружающей атмосфере возможны вещества, ухудшающие работу изоляции или способствующие разрушению оборудования и шин, применяют шины из материала, стойкого к воздействию окружающей среды, а также наносят защитное покрытие, используют усиленную изоляцию и т.д. Металлические конструкции, подземные части металлических и железобетонных конструкций защищают от коррозии.

Распределительные устройства напряжением 6 кВ и выше оборудуют блокировкой, предохраняющей оперативный персонал от ошибочного отключения и включения разъединителями токов нагрузки, а также подсоединения заземляющих ножей к шинам, находящимся под напряжением.

В закрытых распределительных устройствах оборудование размещается в КСО либо в КРУ.

Камеры типа КСО более предпочтительны для помещений ограниченной площади, имеют несколько отсеков, закрытых сетчатыми ограждениями или сплошными дверцами. Эти камеры комплектуют различным оборудованием в зависимости от их назначения.

Шкафы КРУ, а также заземляющие ножи должны удовлетворять требованиям электродинамической и термической стойкости

к сквозным токам КЗ. Для обеспечения требований по механической стойкости регламентировано количество циклов, которые должны выдерживать шкафы КРУ и его элементы: разъемные контакты главных и вспомогательных цепей, выдвижной элемент, двери, заземляющий разъединитель. Количество циклов включения и отключения встроенного комплектующего оборудования (выключателей, разъединителей и др.) принимается в соответствии с ПУЭ. Для обеспечения безопасности шкафы КРУ снабжают рядом блокировок.

На рис. 2.1 показана принципиальная электрическая схема закрытого распределительного устройства напряжением 6 (10) кВ комплектных подстанций.

В зависимости от назначения распределительные устройства напряжением выше 1 000 В применяют:

- для понизительных и повысительных подстанций;
- приема электроэнергии от генераторов электростанций (главные распределительные устройства);
- собственных нужд станций и подстанций;
- распределения электроэнергии между воздушными линиями без трансформации напряжения (линейные распределительные устройства).

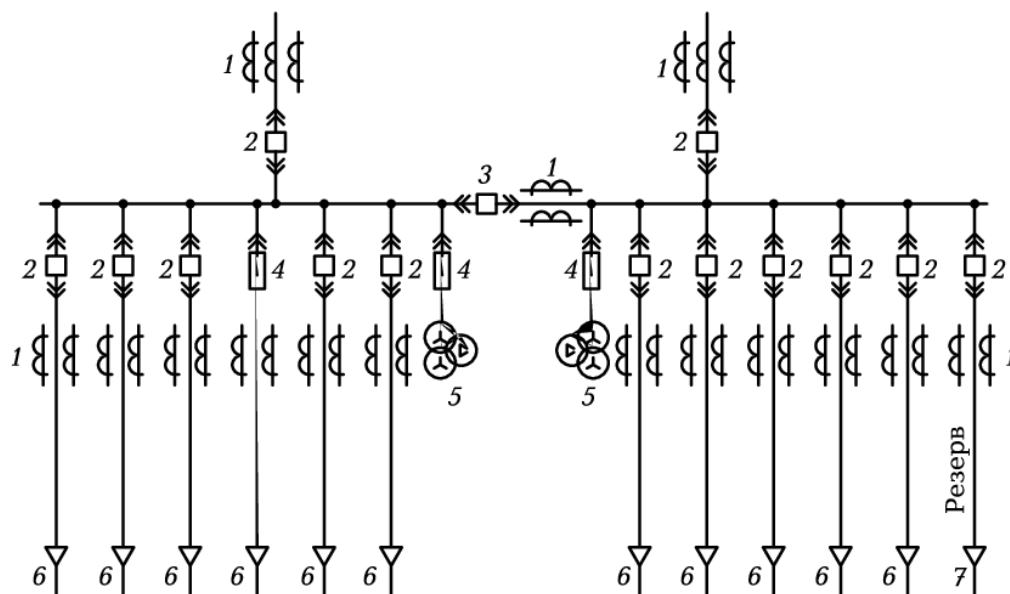


Рис. 2.1. Схема электрических соединений ЗРУ 6 (10) кВ комплектных подстанций:

1 — измерительные ТА; 2 — высоковольтные выключатели на выкатных тележках; 3 — секционный выключатель; 4 — плавкие предохранители; 5 — измерительные TV типа НТМИ; 6 — силовые кабели; 7 — резервная кабельная линия

В зависимости от конструктивного выполнения распределительные устройства бывают с открытыми и закрытыми камерами (только для ЗРУ), комплектными и сборными.

В сборных распределительных устройствах все узлы, каркасы и опорные части изготавливают заранее на специализированных заводах, а их сборка и установка осуществляются непосредственно на месте.

В состав оборудования распределительных устройств напряжением выше 1000 В входят выключатели, разъединители, предохранители, измерительные трансформаторы тока и напряжения, реакторы, системы сборных шин, силовые кабели и т.д.

Все оборудование распределительных устройств напряжением выше 1000 В выбирают из расчета долговременной работы с номинальными токами, краткосрочных перегрузок, токов КЗ и значительных повышений напряжения, обусловленных атмосферными или внутренними перенапряжениями (например, при замыкании на землю фазы через дугу).

Шины предназначены для соединения между собой отдельных элементов распределительных устройств, а также для подключения к распределительным устройствам входящих и отходящих воздушных и кабельных ЛЭП. В распределительных устройствах напряжением 6 (10) кВ наружной и внутренней установки используют только жесткие шины. Такие же шины используют в ЗРУ более высоких напряжений.

Коммутационная аппаратура предназначена для проведения включений и отключений (коммутаций) в схеме распределительного устройства.

В качестве основных элементов коммутационной аппаратуры применяют выключатели и разъединители. К этой же аппаратуре относятся выключатели нагрузки и плавкие предохранители.

Выключатели являются основными коммутационными аппаратами для включения и отключения электрической цепи в любых ее режимах: токовой нагрузки, перегрузки, КЗ, холостого хода. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение тока КЗ.

Масляные выключатели имеют более низкую надежность, чем вакуумные и элегазовые выключатели, небольшой коммутационный ресурс, высокие эксплуатационные затраты, пожароопасны.

Вакуумные и элегазовые выключатели обладают высокими техническими характеристиками, поэтому в настоящее время при проектировании новых и реконструкции существующих объектов предпочтение отдают вакуумным и элегазовым выключателям.

Разъединители предназначены для выполнения оперативных переключений в схеме распределительного устройства и для создания видимого разрыва электрической цепи при выполнении обслуживания и ремонта оборудования распределительных устройств. Конструктивно разъединитель представляет собой систему подвижных и неподвижных контактов, установленных на изоляторах.

Выключатели нагрузки широко применяют на подстанциях с высшим напряжением 6 (10) кВ. Они имеют дугогасительное устройство, с помощью которого отключают рабочие токи, но не токи КЗ.

Плавкие предохранители выполняют операцию автоматического отключения цепи при превышении током определенного значения. Отключения тока обеспечивается за счет перегорания плавкой вставки предохранителя.

Аппараты и шины распределительных устройств должны быть термически и динамически стойкими к токам КЗ. Для ограничения токов КЗ применяют токоограничивающие реакторы.

Класс изоляции электрооборудования распределительных устройств должен обеспечивать надежную его работу при номинальном напряжении, на которое оно рассчитано, а также на максимальное длительное напряжение, допустимое при эксплуатации, и возможное перенапряжение.

Длительное превышение температуры в распределительных устройствах сверх допустимого нормами значений приводит к повышению переходного сопротивления контактов в соединениях токоведущих частей электрооборудования, увеличению температуры в них, последующего их разрушения и появлению дуги. Как итог — аварийный выход электрооборудования из строя.

Для обеспечения отвода теплоты необходимо предусматривать специальную вытяжную аварийную вентиляцию, включаемую извне и рассчитанную на пятикратный обмен воздуха в час.

Во избежание растекания масла и локализации возможного пожара при повреждении маслонаполненных аппаратов распределительных устройств применяют маслоприемники, маслоотводы и маслосборники.

В КРУН аппараты и приборы управления, учета и защиты, чувствительные к низкой температуре, должны иметь обогрев, включаемый при понижении температуры ниже допустимой для этих аппаратов и приборов.

Приводы выключателей также должны иметь обогрев при температуре окружающего воздуха -5°C и ниже.

Более подробные сведения по электрооборудованию напряжением выше 1 000 В приведены в гл. 1.

В последние годы большое распространение в России получили комплектные распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ). КРУЭ — это высоковольтное распределительное устройство, предназначенное для приема, распределения и передачи электрической энергии в сетях трехфазного переменного тока частоты 50 Гц.

Применение КРУЭ на подстанциях, размещаемых в пределах городской застройки, является оптимальным решением, так как оно позволяет выполнить подстанцию в минимальных габаритных размерах (особенно в случае применения кабельных линий), удобно вписать ее в существующую застройку, снизить площадь отводимого под объект земельного участка (экономия площади от 30 до 55 % в сравнении с ЗРУ и почти в четыре раза по сравнению с ОРУ).

В некоторых случаях применение КРУЭ является единственным вариантом, чтобы вписать подстанцию в сложившуюся городскую планировку территории. Применение КРУЭ позволяет повысить надежность эксплуатации и снизить затраты на эксплуатацию объекта.

Комплектное распределительное устройство с элегазовой изоляцией представляет собой компактное устройство, которое может эксплуатироваться в условиях ограниченного пространства (например, в пристройках, городских зданиях, промышленных установках).

В России и за рубежом применяют КРУЭ на напряжения 110...1150 кВ. В таких распределительных устройствах все электрические аппараты — выключатели, разъединители, заземлители, а также токопроводы и измерительные трансформаторы — заключены в алюминиевую оболочку, заполненную инертным газом — элегазом. Эти распределительные устройства комплектуют из стандартных элементов схемы электрических соединений с аппаратурой управления, контроля, сигнализации, измерений и блокировки, что позволяет собрать любую схему КРУЭ. Литые из смол изоляторы служат для фиксации токоведущих частей в герметичном корпусе.

Герметичность алюминиевой заземленной оболочки и работа по замкнутому циклу обеспечивают безопасность и отсутствие выбросов горячих газов и пламени в атмосферу, а также значительно уменьшают шум при отключениях.

При производстве КРУЭ применяется также принцип модульности, т. е. из отдельных отсеков (модулей или блоков) собирают распределительное устройство требуемой электрической схемы и с учетом необходимых компоновочных решений.

Модульная система узлов и компонентов позволяет изготавливать КРУЭ либо как комплекс различных функциональных единиц (яче-

ек), каждая из которых выполняет функцию какой-либо электрической схемы КРУЭ, либо как комплекс всех необходимых элементов в соответствии с заданной схемой.

По функциональному назначению ячейки КРУЭ подразделяют на линейные, шиносоединительные, секционные, трансформаторов напряжения, с одной или двумя системами сборных шин.

Например, ячейка КРУЭ типа ЯТЭ-110Л/2500У2 представляет собой комплекс модулей: выключателей, совмещенных разъединителей-заземлителей, быстродействующего заземлителя, трансформаторов тока, соединительных элементов, вводов кабельных или воздушных, токопроводов, помещенных в металлическую оболочку, заполненную элегазом.

Условия эксплуатации:

- номинальные значения климатических факторов внешней среды по ГОСТ 15150—69 и ГОСТ 15543.1—89;
- максимальное сейсмическое воздействие — до 9 баллов;
- высота над уровнем моря — не более 1 000 м;
- окружающая среда — не содержащая химически активных и опасных в отношении взрыва примесей;
- вид климатического исполнения У категории 2;
- диапазон рабочих температур: от –45 до +40 °С.

Преимущества модульных КРУЭ по сравнению с распределительными устройствами на обычном оборудовании:

- высокая надежность в эксплуатации;
- большие межремонтные сроки;
- уменьшение занимаемой площади земельных участков (в 3 ... 5 раз), особенно с увеличением напряжения распределительных устройств;
- сокращение объемов строительно-монтажных работ и сроков ввода в эксплуатацию, особенно с увеличением напряжения распределительных устройств;
- высокая степень готовности модулей КРУЭ к эксплуатации;
- модульность конструкции; схема распределительного устройства собирается из нескольких контейнеров по модульному принципу;
- возможность изменения схемы распределительного устройства посредством варьирования модулей;
- сокращение эксплуатационных расходов благодаря применению модульных КРУЭ;
- меньший размер инвестиций на реконструкцию;
- полная защищенность элементов КРУЭ от влияния внешней среды;

- значительное снижение шума от распределительного устройства, что дает возможность размещать их в центре нагрузок;
- исключение биологического воздействия на человека в электрическом поле, что важно для электроустановок высокого напряжения.

2.3. РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ УСТРОЙСТВА НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 000 В

Распределительные устройства напряжением до 1 000 В (0,4 кВ) имеют в своем составе следующие коммутационно-защитные аппараты: автоматы, плавкие предохранители, рубильники, выключатели-разъединители и соединяющие их сборные шины, а также клеммные колодки для подключения кабельных линий потребителей.

Автоматический воздушный выключатель (автомат) служит не только для включения и отключения электрооборудования, но и для его защиты при перегрузке, КЗ и снижении напряжения ниже установленного значения. Защитные функции автомата выполняют находящиеся в его составе расцепители.

Рубильник предназначен в основном для создания видимого разрыва электрической цепи при выводе оборудования в ремонт. С помощью рубильника разрешается также замыкать и размыкать электрические цепи тока значением не более того, что указано на рубильнике.

Кроме автомата и рубильника к низковольтному оборудованию распределительных устройств относят контактор и магнитный пускатель.

Более подробные сведения по электрооборудованию напряжением до 1 000 В приведены в гл. 1.

Распределительные устройства напряжением до 1 000 В сооружают в помещениях в специальных шкафах (щитах) и в зависимости от назначения могут использоваться для питания потребителей или для собственных нужд.

Помимо силовых цепей в низковольтных щитах может быть установлен ряд дополнительных устройств и вспомогательных цепей, а именно:

- приборы учета электроэнергии и измерительные трансформаторы;
- цепи индикации и сигнализации положения коммутационных аппаратов;

- измерительные приборы для контроля напряжения и тока в различных точках распределительного устройства;
- устройства сигнализации и защиты от замыканий на землю;
- устройства автоматического ввода резерва;
- цепи дистанционного управления коммутационными аппаратами с моторными приводами.

Существует несколько различных видов распределительных щитов, каждый из которых имеет свои конструктивные особенности и область применения.

По способу монтажа распределительные щиты бывают трех видов:

- накладные, монтируемые непосредственно на стену, опору или другое строительное сооружение; при этом весь его корпус располагается снаружи;
- встраиваемые, монтируемые в предварительно подготовленное углубление в стене;
- напольные, устанавливаемые непосредственно на поверхности пола или монтируемые на специальной подставке.

По месту установки электрические щиты подразделяют на щиты наружной и внутренней установки.

Возможность установки щита вне помещения определяется его конструктивными особенностями и наличием соответствующей защиты корпуса.

Существует несколько степеней защиты корпуса щита, которые показывают, где может быть установлен щит. Следующие за буквами IP цифры отображают степень защищенности. Первая цифра показывает, насколько корпус щита предохраняет «внутренности» от попадания пыли или крупных предметов. Вторая — степень защищенности от попадания влаги (струй воды, брызг и капель).

Наиболее распространены следующие степени защиты корпуса электрических щитов:

- IP20, IP30 — щиты, устанавливаемые внутри помещений без повышенной влажности, так как они не имеют защиты от влаги, отличаются степенью защиты от посторонних предметов;
- IP44, IP54 — щиты, имеющие более высокую степень защиты от посторонних предметов, защиту от влаги, их устанавливают в помещениях с повышенной влажностью, а также вне помещений, но при условии защиты от попадания струи воды;
- IP55, IP65 — щиты, устанавливаемые в помещениях с агрессивными условиями окружающей среды; вне помещений, имеющие достаточную защиту от влаги, дождя; они могут устанавливаться вне помещений без дополнительной защиты. Данные корпуса

щитов отличаются степенью защиты от пыли — первый имеет частичную защиту от пыли, второй — полную пыленепроницаемость корпуса.

Вне помещений устанавливают щиты накладного и напольного типов. Они монтируются на стенах зданий и сооружений, на опорах, подставках или непосредственно на корпусе оборудования.

По назначению распределительные щиты подразделяют на следующие основные виды:

- *ВРУ* — вводное распределительное устройство, шкафы которого устанавливают для приема электроэнергии от силовых трансформаторов или от питающих линий электрической сети; в данном щите монтируют коммутационные и защитные аппараты, а также различные устройства защиты и автоматики, приборы учета электроэнергии. Данный щит осуществляет распределение электроэнергии на другие щиты, расположенные в здании;
- *ГРЩ* — главный распределительный щит, выполняющий те же функции, что и ВРУ — прием и распределение электроэнергии для подачи питания на щиты другого назначения. В крупных распределительных щитах предприятий различных электроустановок устанавливают измерительные приборы и приборы контроля за режимом работы оборудования щита, учетом потребляемой электроэнергии как в целом, так и на отдельных отходящих линиях, питающих щиты другого назначения;
- *щит АВР* — щит автоматического ввода резерва, комплектуемый устройствами автоматики для контроля за параметрами электрической сети и переключения питания потребителей на резервный источник в случае потери питания на одном из источников. В качестве резервного источника питания может быть одна из питающих линий, генератор или аккумуляторная батарея;
- *ЩО* — щит освещения или обогрева, в котором устанавливают электрические аппараты, предназначенные для управления осветительной аппаратурой или обогревом помещения и оборудования;
- *ЩС* — щит силовой, предназначенный для питания силовых потребителей на объекте;
- *ЩЗ, ЩУ и ЩА* — щиты защиты, управления и автоматики, в которых монтируется ряд устройств для реализации защиты и автоматики оборудования распределительных подстанций, электростанций, промышленных предприятий;
- *ЩСН* — щит собственных нужд, служащий для питания собственных нужд; такие щиты устанавливают в электроустановках электрических станций, распределительных подстанций.

Потребителями собственных нужд являются системы обогрева и охлаждения оборудования, питание устройств РПН силовых трансформаторов, цепи управления оборудованием, освещение, автоматика и др.

Для питания отходящих линий потребителей устанавливают отдельные распределительные устройства (щиты); в щитах собственных нужд монтируют те же элементы, что и в ГРЩ, ВРУ, а также устройства АВР.

На рис. 2.2 показана принципиальная схема распределительного устройства низкого и высокого напряжений комплектной двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ, состоящей из панелей со встроенными в них аппаратами для коммутации, управления, измерения и защиты.

Распределительное устройство низкого напряжения комплектной двухтрансформаторной подстанции выполнено с одиночной

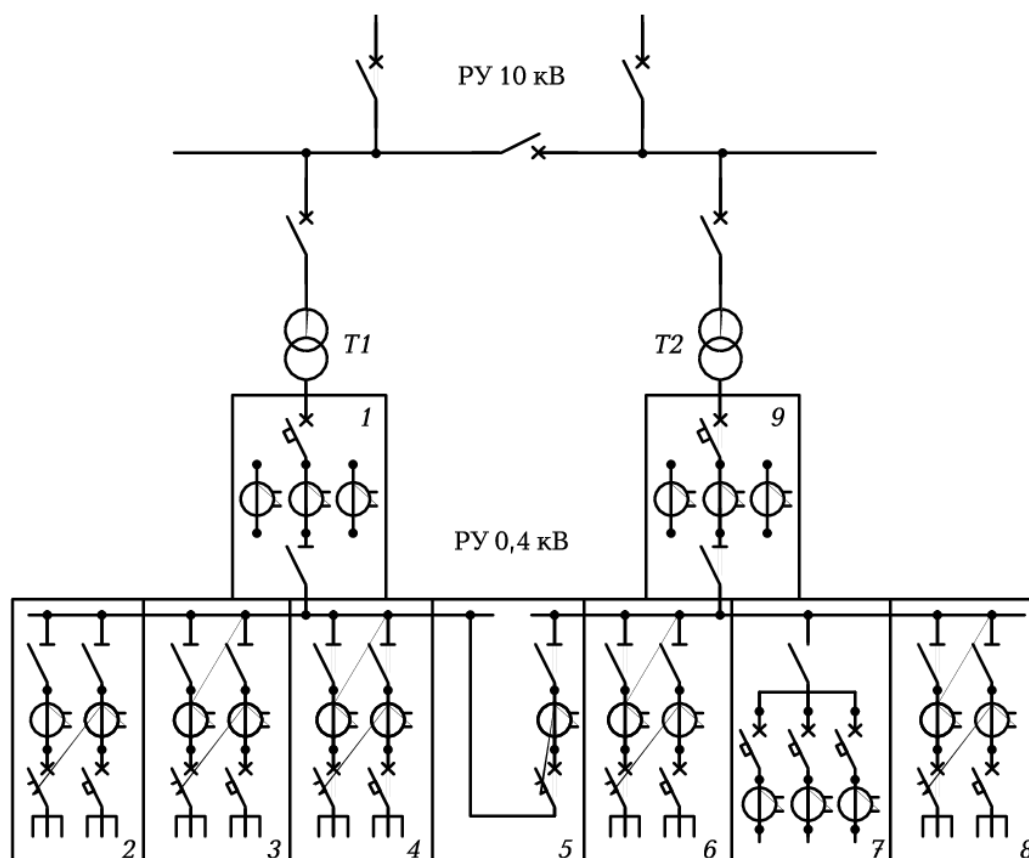


Рис. 2.2. Принципиальная схема распределительного устройства низкого и высокого напряжений комплектной двухтрансформаторной подстанции 10/0,4 кВ:

1 и 9 — вводные панели ЩО-70; 2, 3, 4, 6, 7 и 8 — линейные панели ЩО-70; 5 — секционная панель ЩО-70; T1, T2 — силовые трансформаторы 10/0,4 кВ

секционированной системой шин с фиксированным подключением каждого трансформатора к своей секции шин через коммутационный аппарат.

На рис. 2.2 показана схема, использующая соединение обмоток трансформаторов «треугольник—звезда с нулем» (для мощности трансформаторов 400 кВ·А и более).

Распределительное устройство высокого напряжения выполнено со сборными шинами с камерами КСО, а распределительное устройство низкого напряжения — с панелями ЩО-70.

Щиты, вводные устройства, пульта, щитки и другие распределительные устройства современных конструкций — это комплектные устройства для приема и распределения электроэнергии, управления, защиты от перегрузок и КЗ. В них смонтированы коммутационные и защитные аппараты, измерительные приборы и вспомогательные устройства. При использовании комплектных устройств значительно сокращаются трудовые затраты на монтаж.

Щиты подразделяют также на распределительные, управления, релейные, сигнализации и контроля. Они представляют собой металлические конструкции, комплектуемые из отдельных панелей, шкафов, на которых размещены приборы и аппараты, а также сборные шины и проводки вторичных цепей.

Распределительные щиты предназначены для приема и распределения электроэнергии в сетях напряжением до 1 000 В и в зависимости от конструкции подразделяют на щиты одно- и двустороннего обслуживания, панельные и шкафные. Распределительные щиты одностороннего обслуживания (прислоненного типа) рассчитаны на установку непосредственно у стен электропомещения. Все приводы и рукоятки управления вынесены на фасад. По сравнению с другими конструкциями щитов прислоненные требуют меньшей площади и более экономичны.

Щиты одностороннего обслуживания выпускают нескольких типов и изготавливают в открытом и закрытом исполнениях. Первые щиты устанавливают в специальных электротехнических помещениях, вторые — размещают непосредственно в цехах. Щиты одностороннего обслуживания комплектуют из типовых панелей: линейных, вводных и секционных.

Панели всех видов имеют единый каркас, на котором устанавливают защитные и коммутационно-защитные аппараты и измерительные приборы.

В настоящее время широко применяют щиты серии ЩО-70, панели и шкафы которых могут иметь разные схемы, позволяющие выполнять различные распределительные устройства.

Щиты серии ЩО-70 распределительных устройств комплектуют из вводных, линейных, секционных, вводно-линейных панелей одностороннего обслуживания, а также панелей с аппаратурой АВР и панелей диспетчерского управления уличным освещением.

Вводные панели ЩО-70 предназначены для подачи напряжения на распределительное устройство с трансформатора или трансформаторной подстанции. Вводные панели могут комплектоваться щитами учета со счетчиками активной и реактивной энергии.

Линейные панели ЩО-70 предназначены для обеспечения коммутаций и защиты отходящих линий (одна панель на шесть линий).

Секционные панели ЩО-70 используют в распределительных устройствах двухтрансформаторных подстанций. Коммутационное устройство, установленное в секционной панели, в случае выхода из строя или вывода в ремонт одного из силовых трансформаторов, должно подключить вторую секцию шин ко второму трансформатору.

Панели АВР предназначены для двухтрансформаторных подстанций, в которых необходимо предусмотреть АВР. Панели АВР комплектуют схемами управления, построенными как на электро-механических реле, так и на микропроцессорных блоках.

Панели серии ЩО-70 используют при изготовлении щитов, предназначенных для приема электроэнергии и защиты отходящих линий от перегрузок и токов КЗ. Панели изготавливают с оцинковкой, имеющей требуемую электродинамическую стойкость. На панелях предусмотрены как кабельные, так и шинные вводы.

Панели ЩО-70-ЗУЗ в отличие от серийно выпускаемых панелей ЩО-70-1УЗ и ЩО-70-2УЗ имеют меньшую высоту, что позволяет транспортировать их с более высокой монтажной готовностью.

Распределительные щиты двухстороннего обслуживания удобнее в эксплуатации, но требуют больше места. Массовое применение получили щиты из панелей распределительных свободностоящих (ПРС). Эти щиты не защищены сверху и сзади, поэтому предназначены для установки в электропомещениях.

Из типовых панелей ПРС комплектуют распределительные щиты двухстороннего обслуживания напряжением до 1 000 В. Обслуживание, ремонт и присоединение аппаратов выполняют с задней стороны панелей, за исключением панелей с автоматами. В панелях предусматривают шинные сборки для присоединения кабелей.

Распределительные щиты двухстороннего обслуживания комплектуют из типовых двухсторонних панелей (ПД) и двухсторонних шкафов (ШД). Эти панели экономичнее по расходу материалов и удобнее в изготовлении и обслуживании. Панели ПД, открытые

сверху и сзади, устанавливают в электропомещениях, а шкафы ШД, закрытые сверху и сзади, — в производственных помещениях. Щиты из панелей ПД и шкафов ШД представляют собой комплектное устройство, полностью скоммутированное и налаженное. Из этих панелей и шкафов комплектуют распределительные устройства для КТП. Панели ПД комплектуют блоками предохранитель-выключатель, выключателями и автоматами. Блок предохранитель-выключатель представляет собой трехфазный коммутационно-защитный аппарат.

Блоки для установки в шкафах снабжены блокировкой, исключающей открывание дверцы при включенном положении и включение при открытой дверце.

Предусмотрена также деблокировка блокировочного устройства, разрешающая включать и отключать предохранители для осмотра и проверки при открытой дверце.

В сетях 0,4 кВ широко применяют вводно-распределительные устройства. Наиболее распространены устройства ВРУ, панели и шкафы которых могут иметь различные схемы, позволяющие собирать разные распределительные устройства. Комплектацию серий ВРУ выполняют по-разному; например, в одной из серий имеются три типа вводных и 28 типов распределительных шкафов.

Типовой вводный шкаф представляет собой металлоконструкцию, на каркасе которой укреплена рама с аппаратурой. В типовом распределительном шкафу размещены аппаратура учета, коммутационные аппараты и управление освещением. Ввод проводов и кабелей осуществляется снизу, вывод — как снизу, так и сверху. В основании, на котором устанавливают ВРУ, выполняют кабельные каналы.

Групповые распределительные щитки для освещения представляют собой комплектные устройства для коммутирования и защиты осветительных сетей. Выпускают щиты для жилых зданий и общего назначения.

Для электроустановок промышленных предприятий и общественных зданий выпускают: групповые щитки серии СУ-9400, пункты С-9500 и распределительные пункты ПР-9000 с одно- и трехполюсными установочными автоматами в защищенном исполнении, осветительные щитки серии ОП, ОЩ и ОЩВ в защищенном исполнении с автоматами, щитки серии УОЩВ, предназначенные для приема и распределения электроэнергии и защиты от перегрузок и токов КЗ линий осветительных сетей напряжением 380/220 В с глухозаземленной нейтралью.

Силовые распределительные шкафы типов СП и ШРС служат для распределения электроэнергии и защиты цепей от перегрузок

и КЗ. На вводе шкафа предусматривают один или два рубильника или рубильник с предохранителями, на отходящих линиях — предохранители.

В распределительных устройствах напряжением до 1 000 В провода шины, аппараты, приборы и конструкции выбирают как по номинальным условиям работы (напряжению, току, классу точности), так и по термическим и динамическим воздействиям токов КЗ или предельно допустимой отключаемой мощности.

Следует предусматривать, чтобы вибрация, появляющаяся во время работы аппаратов, а также сотрясения от внешних воздействий не влияли на работу распределительного устройства, не нарушали контактных соединений и не вызывали нарушения регулировки аппаратов и приборов.

Выводы. На каждом предприятии в эксплуатации находится значительное число электрических аппаратов различных типоразмеров напряжением ниже 1 000 В, поэтому при разработке норм ремонта их группируют. В связи с большим разнообразием видов и типов аппаратов общепромышленного применения объем ремонтных работ приводится общий для всех видов.

Для пускорегулирующих аппаратов типовой объем ремонтных работ дается для наиболее сложных ее видов. При этом естественно, что при отсутствии у аппаратов простейших видов (рубильники, кнопки) того или иного конструктивного элемента (например, катушек) соответствующие ремонтные операции при ремонте выполняться не будут.

При ремонте аппаратов во взрывобезопасном исполнении следует руководствоваться инструкцией по ремонту взрывобезопасного электрооборудования. Ремонт электроаппаратов напряжением до 1 000 В должен проводиться в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации (ПТЭ) и Правил технической безопасности (ПТБ).

Техническое обслуживание и осмотры аппаратов следует поручать дежурному персоналу, имеющему соответствующую квалификационную группу по технике безопасности и необходимые знания в электротехнике и в устройстве аппаратов, а также изучившему инструкции и правила обслуживания электроустановок.

Дежурный персонал при необходимости должен производить мелкий ремонт или замену вышедших из строя аппаратов. Основной объем работ при капитальном ремонте (при его целесообразности и необходимости и при наличии технико-экономического обоснования) устанавливается при последнем текущем ремонте или техническом обслуживании (осмотре).

Примером комплектного распределительного устройства напряжением до 1 000 В может служить устройство комплектное низковольтное внутренней установки серии НКУ-СЭЩ-В.

Устройство предназначено для распределения электроэнергии в промышленных, производственных зданиях и в станциях управления электродвигателями. Оно обеспечивает высокий уровень надежности и безопасности обслуживания в низковольтной сети с номинальным током до 5 000 А и номинальным кратковременно выдерживаемым током до 100 кА.

В устройстве применяется модульная конструкция, которая упрощает транспортировку и монтаж. Шкафы являются многофункциональными, спроектированными с учетом многообразия требований промышленности к электротехническим устройствам.

Низковольтное комплектное устройство (НКУ) одностороннего обслуживания предназначено для питания приемников общей и двигательной нагрузки общепромышленного назначения и собственных нужд электрических подстанций.

Такое НКУ предназначено для работы в следующих условиях:

- климатическое исполнение — УХЛ, категория размещения 3 по ГОСТ 15150—69;
- температура воздуха при эксплуатации — от -25 до $+40$ °С;
- относительная влажность воздуха — до 50 % при температуре $+40$ °С;
- высота над уровнем моря — не более 2 000 м;
- окружающая среда — невзрывоопасная.

Надежность характеризуется следующими показателями:

- срок службы — 30 лет;
- средняя наработка на отказ — не менее 250 000 ч на каждый блок;
- среднее время восстановления в эксплуатации при замене блока — не более 1 ч.

Основные технические характеристики НКУ приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1. Технические характеристики НКУ	
Показатель	Значение
Номинальное напряжение изоляции, В	690...1 000
Номинальное рабочее напряжение, В	400...690

Окончание табл. 2.1

Показатель	Значение
Номинальное импульсное выдерживаемое напряжение, кВ	8...12
Номинальная частота, Гц	50, 60
Номинальный ток сборных шин, А	До 5 000
Номинальный ток групповых (распределительных) шин, А	До 3 200
Номинальный кратковременно допустимый ток, кА	До 100
Номинальный ударный ток, кА	До 220
Высота НКУ, мм	2 350
Ширина шкафов, мм	700, 900, 1 100, 1 200, 1 300, 1 600
Глубина шкафов, мм	800, 1 000, 1 200, 1 350
Расположение подключения кабеля	Снизу или сверху
Тип обслуживания НКУ	Одностороннее, двухстороннее
Тип системы заземления	TN-S, TN-C, TN-C-S
Степень защиты	IP 20, 31, 41, 42, 43

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Каковы преимущества закрытых распределительных устройств по сравнению с открытыми?
2. Когда применяют комплектные распределительные устройства и что они обеспечивают в системах электроснабжения?
3. Назовите основное электрооборудование распределительных устройств напряжением ниже 1 кВ.
4. Какие меры применяют при техническом обслуживании аппаратуры КРУН, чувствительной к низким температурам?
5. В каких случаях применяют элегазовые КРУ?
6. Что такое степени защиты электрооборудования?
7. Какие основные требования предъявляют к распределительным устройствам?

8. Какие преимущества имеет КРУ по сравнению с распределительным устройством?
9. Назовите основные виды распределительных щитов по назначению.
10. Какое основное оборудование входит в состав распределительных устройств напряжением выше 1 000 В?

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ

3.1. УСЛОВНЫЕ ГРАФИЧЕСКИЕ И БУКВЕННЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СХЕМ

Электрическая схема представляет собой своеобразный текст, описывающий определенными символами работу электроустановки, что позволяет в краткой форме раскрыть содержание этого текста. С другой стороны, схема является конструкторским документом, на котором составные части электроустановки и связи между ними изображаются условными графическими обозначениями.

На схемах, как правило, показывают принцип работы электроустановки. Эти схемы являются неотъемлемой частью документов, которые используют при проектировании, изготовлении, монтаже и эксплуатации электроустановки.

Для того чтобы пользоваться схемами («читать» их), необходимо знать условные графические обозначения, установленные стандартами, и правила расшифровки их сочетаний.

Таким образом, любая электрическая схема — это графическое изображение элементов электроустановок и их взаимосвязей. Для изображения схем применяют условные графические обозначения (УГО), установленные рядом стандартов, входящих в Единую систему конструкторской документации (ЕСКД).

Условные графические обозначения образуются из простых геометрических фигур: квадратов, прямоугольников, окружностей, а также из сплошных и штриховых линий и точек. Их сочетание по специальной системе, которая предусмотрена стандартом, дает возможность легко изобразить все, что требуется: различные электрические аппараты, приборы, электрические машины, линии электрической связи, виды соединений обмоток, род тока, характер и способы регулирования и т. д. Кроме того, в УГО используют специальные знаки, поясняющие работу элементов схемы.

Отдельные элементы на электрических схемах имеют не одно, а несколько вариантов обозначения на схемах. Например, существует несколько стандартных обозначений обмоток трансформатора. Каждое из обозначений можно применять в определенных случаях.

Если в стандарте нет нужного обозначения, то его составляют исходя из принципа действия элемента, обозначений, принятых для аналогичных типов аппаратов, приборов, машин с соблюдением принципов построения, обусловленных стандартом.

Для чтения электрических схем необходимо изучить:

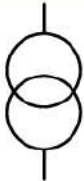
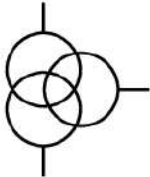
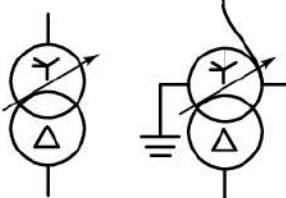
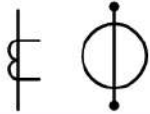
- условные графические обозначения и правила маркировки в электрических схемах;
- устройство, принцип действия и режимы работы электроустановок, изображенных на схеме;
- условия согласованности рабочих параметров аппаратов, совместно работающих в электроустановке, при которых обеспечивается работоспособность схемы.

Обычно рекомендуется следующий порядок чтения электрических схем, в соответствии с которым необходимо:

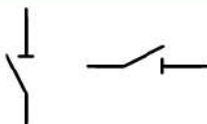
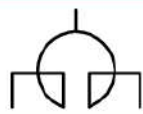
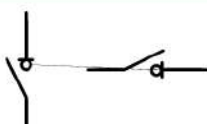
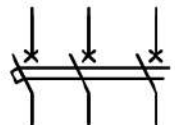
- 1) провести общее ознакомление с электрической схемой, прочитать все примечания, технические требования;
- 2) сопоставить обозначения элементов на электрической схеме с перечнем элементов;
- 3) найти на схеме источники питания, определить род тока;
- 4) найти на электрической схеме электродвигатели, определить их систему питания;
- 5) определить аппараты защиты в схеме электроснабжения, например плавкие предохранители, автоматические выключатели, выявить область их работы;
- 6) выделить на электрической схеме элементы управления, определить, какие цепи задействуются или отключатся, коммутируются при переключении каждого узла управления;
- 7) провести анализ работы каждой электрической цепи электрической схемы, выявить на ней основные и вспомогательные аппараты, определить условия их работы, при необходимости ознакомиться с технической документацией на электрические приборы;
- 8) на основе анализа работы отдельных электрических цепей сделать выводы о работе электрической схемы в целом.

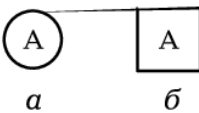
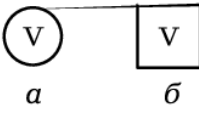
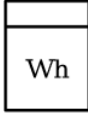
В качестве примера в табл. 3.1 приведены условные графические и буквенные обозначения наиболее распространенных элементов электрических схем.

Таблица 3.1. Условные графические и буквенные обозначения некоторых элементов электрических схем

Элемент схемы	Обозначение	
	графическое	буквенное
Трансформатор силовой трехфазный двухобмоточный		T
Трансформатор трехобмоточный силовой		T
Трансформатор и автотрансформатор с РПН с указанием схемы соединений обмоток		T
Трансформатор тока		TA
Трансформатор напряжения трехфазный		TV
Кабель		—
Переемычка коммутационная		—
Индуктивная катушка		L
Выключатель высоковольтный		Q
Выключатель на выкатной тележке		Q

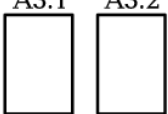
Продолжение табл. 3.1

Элемент схемы	Обозначение	
	графическое	буквенное
Разъединитель		QS
Реактор токоограничивающий		LR
Реактор сдвоенный		LR
Батарея конденсаторная силовая		CB
Электродвигатель		M
Предохранитель плавкий		F(FU)
Выключатель нагрузки		QW
Выключатель автоматический трехполюсный		QF SF
Контакт контактора размыкающий		KM
Контакт магнитного пускателя замыкающий дугогасительный		KM

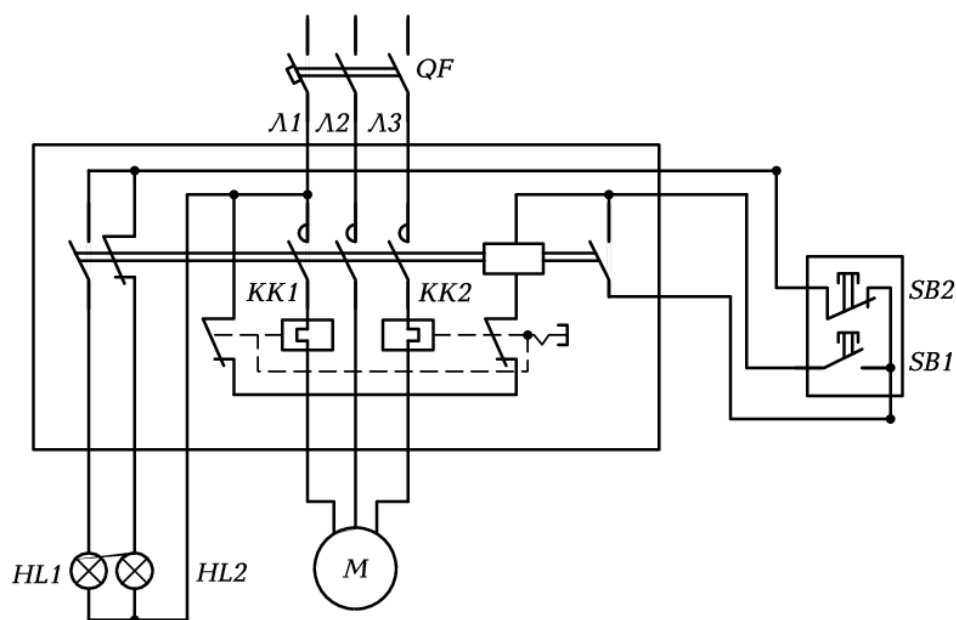
Элемент схемы	Обозначение	
	графическое	буквенное
Амперметр: <i>a</i> — показывающий; <i>б</i> — регистрирующий		PA
Вольтметр: <i>a</i> — показывающий; <i>б</i> — регистрирующий		PV
Ваттметр: <i>a</i> — показывающий; <i>б</i> — регистрирующий		PW
Варметр: <i>a</i> — показывающий; <i>б</i> — регистрирующий		PVA
Счетчик активной энергии		PI
Счетчик реактивной энергии		PK

В электрических схемах условные графические обозначения элементов (приборов, электрических аппаратов) могут быть изображены как совмещенным, так и разнесенным способом.

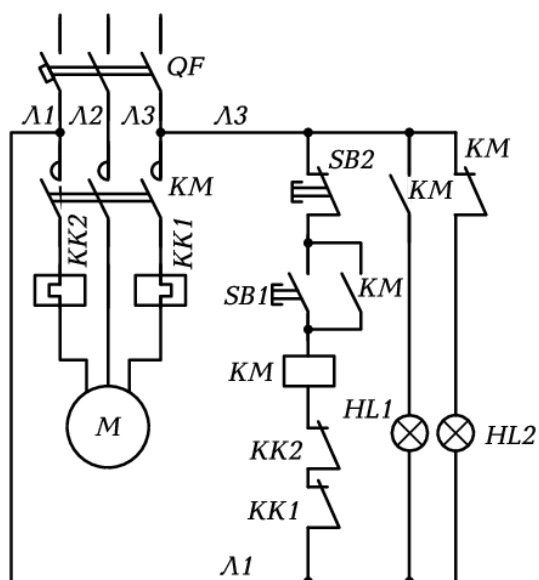
Принцип совмещения и разнесения изображений устройств показан в табл. 3.2.

Таблица 3.2. Способы изображения устройств	
Способ изображения устройства	Эскиз
Совмещенный	
Разнесенный	

Совмещенный способ. Все части каждого прибора, электрического аппарата располагают в непосредственной близости и заключают обычно в прямоугольный, квадратный или круглый контур, выполненный сплошной тонкой линией (рис. 3.1, *а*).



а



б

Рис. 3.1. Электрическая схема, выполненная совмещенным (*а*) и разнесенным (*б*) способами:

QF — автомат; *KK1* и *KK2* — тепловые реле; *HL1* и *HL2* — лампы накаливания; *KM* — контактор; *SB1* и *SB2* — кнопки включения и отключения; *М* — двигатель

Совмещенный способ в основном применяется в схемах электропитания приборов систем автоматики и других случаях. Совмещенные изображения используют в монтажных схемах.

Разнесенный способ. Этот способ применяют в принципиальных электрических схемах, так как при этом наиболее отчетливо видны электрические цепи, что значительно облегчает чтение схем (рис. 3.1, б, на котором разнесенным способом показана та же схема, что и на рис. 3.1, а).

При разнесенном способе условные графические обозначения частей приборов, аппаратов располагают в разных местах, но таким образом, чтобы отдельные цепи были изображены наглядно. Принадлежность изображаемых контактов, обмоток и других частей к одному и тому же аппарату устанавливается по позиционным обозначениям, проставленным вблизи изображений всех частей одного и того же аппарата. Так, на рис. 3.1, б у контактов магнитного пускателя (силовых и вспомогательных), а также вблизи изображения обмотки написано *КМ*. По одинаковым позиционным обозначениям *КК1* (*КК2*) легко установить принадлежность контактов и обмоток тепловых реле. Следует иметь в виду, что контакты автоматов, выключателей, кнопок, реле и других коммутационных устройств на схемах изображают при отсутствии тока во всех цепях схемы. Поэтому все замыкающие контакты на схемах показаны разомкнутыми, а все размыкающие — замкнутыми.

3.2. ВИДЫ И ТИПЫ СХЕМ И ИХ НАЗНАЧЕНИЕ

В системах электроснабжения все их составные части (устройства) условно можно подразделить на три группы:

- устройства, вырабатывающие электроэнергию или источники питания;
- устройства, преобразующие электроэнергию в другие виды энергии; они выполняют функцию потребителей или приемников;
- устройства, передающие электроэнергию от одних элементов к другим (от источника питания к приемникам); сюда же можно отнести трансформаторы, стабилизаторы и другие устройства, обеспечивающие необходимое качество электроэнергии и уровень напряжения.

Каждому устройству соответствует определенное условное обозначение, применяющееся в графических изображениях электрических схем. Кроме основных обозначений в них отображаются ЛЭП, соединяющие все эти элементы.

Любая схема выполняется в виде графического изображения или чертежа, на котором вместе с оборудованием показывают все связующие звенья электрической цепи. Существующие виды электрических схем различаются по своему целевому назначению. В их перечень входят первичные и вторичные цепи, системы сигнализации, защиты, управления и др. Кроме того, широко используют принципиальные и монтажные электрические схемы, однолинейные, полнолинейные и развернутые схемы. Каждая из них имеет свои специфические особенности.

Первичные цепи состоят из главной схемы и цепей, обеспечивающих собственные нужды.

Главные схемы вырабатывают, преобразуют и распределяют основной поток электроэнергии; цепи собственных нужд обеспечивают работу основного электрического оборудования. Через них электроэнергия поступает на электродвигатели установок, в систему освещения и на другие участки.

Вторичные цепи обеспечивают выполнение функций автоматики, управления, защиты и диспетчерской службы. Через вторичные цепи осуществляется контроль, измерение и учет электроэнергии. Знание всех этих сведений помогает научиться правильно читать электрические схемы.

В зависимости от входящих электроустановок схемы подразделяют на следующие типы:

- электрические (Э);
- гидравлические (Г);
- кинематические (К);
- пневматические (П);
- комбинированные (С).

По назначению различают схемы (табл. 3.3):

- *структурные*, определяющие основные части электроустановки, их назначение и взаимосвязи;
- *функциональные*, показывающие функциональное назначение электроустановки, а также поясняющие протекающие в электроустановке процессы;
- *принципиальные*, определяющие состав элементов, связи между ними, дающие полное представление о принципе работы электроустановки;
- *монтажные* (соединений), изображающие схематично способы соединения составных частей электроустановки (проводами, разъемами и др.);
- *подключений*, показывающие внешние подключения электроустановки;

Таблица 3.3. Типы схем, их определение и назначение

Тип схемы	Определение	Назначение
Структурная	Схема, определяющая основные функциональные части электроустановки, их назначение и взаимосвязь	Разрабатывают при проектировании электроустановок на стадиях, предшествующих разработке схем других типов. Ими пользуются при эксплуатации для общего ознакомления с электроустановкой
Функциональная	Схема, разъясняющая определенные процессы, протекающие в функциональных цепях электроустановки или электроустановки в целом	Необходимы для изучения принципа работы электроустановки. Их также используют при наладке, регулировке, контроле и ремонте электроустановок
Принципиальная (полная)	Схема, определяющая полный состав элементов и связей между ними и дающая детальное представление о принципах работы электроустановки	На основании принципиальных схем разрабатывают другие схемы и чертежи. Принципиальные схемы служат основным документом для изучения принципа работы электроустановки, а также используются при работах по настройке, регулировке, контролю и ремонту аппаратуры
Монтажная (схема соединений)	Схема, показывающая конструктивное выполнение электрических соединений составных частей электроустановки и определяющая марку провода и кабеля,	Необходима при разработке других конструкторских документов, определяющих прокладку и способы крепления проводов, кабелей, а также для осуществ-

Тип схемы	Определение	Назначение
	которыми эти соединения осуществляются, а также места их ввода (зажимы, разъемы и т.д.)	включения присоединений при наладке, контроле, ремонте и эксплуатации электроустановок
Подключения	Схема, показывающая внешние подключения электроустановки	Используется при осуществлении подключений электроустановок при их эксплуатации
Общая	Схема, определяющая составные части комплекса и соединения их между собой на месте эксплуатации	Требуется при ознакомлении с комплексами, а также при их контроле и эксплуатации
Расположения	Схема, определяющая относительное расположение составных частей электроустановки	Используется при разработке других конструкторских документов, а также для расположения и эксплуатации электроустановок

- *общие*, определяющие составные части целого комплекса и соединения их между собой на месте эксплуатации;
- *расположений*, показывающие относительное расположение составных частей электроустановки.

Если в состав электроустановки входят элементы связи разных видов, например, электрические и гидравлические, то такие схемы относятся к комбинированным.

На рис. 3.2 в качестве примера показаны структурные схемы трансформаторных понизительных подстанций.

На подстанции с двумя двухобмоточными трансформаторами *T1* и *T2* (рис. 3.2, *а*) электроэнергия от системы поступает в распределительное устройство высокого напряжения (РУВН), а затем трансформируется и распределяется между потребителями распределительного устройства низкого напряжения (РУНН). На подстанции с двумя автотрансформаторами *AT1* и *AT2* (рис. 3.2, *б*) электроэнергия от системы поступает в РУВН, а затем трансформируется и распределяется между потребителями РУНН и среднего напряжения (РУСН).

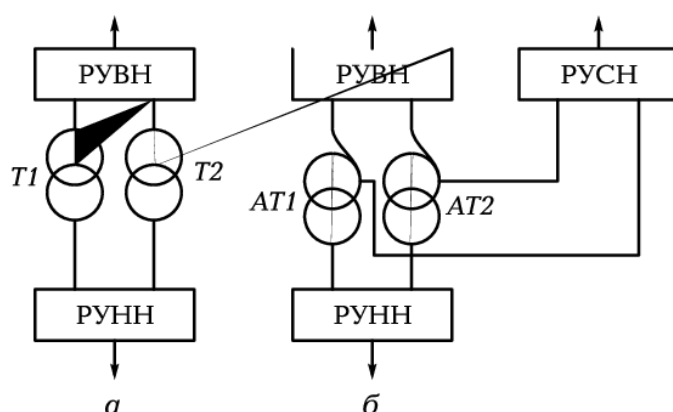


Рис. 3.2. Структурные схемы понизительных подстанций:

а — с двумя двухобмоточными трансформаторами; *б* — с двумя автотрансформаторами; *АТ1*, *АТ2* — автотрансформаторы

Полнолинейные схемы отображают электрооборудование, подключенное к трем фазам. На однолинейных схемах показывают оборудование, размещенное на одной (средней) фазе. Данное отличие обязательно указывается на схеме.

На принципиальных схемах не указывают элементы, которые не выполняют основных функций. Поэтому изображение становится проще, что позволяет лучше понять принцип действия оборудования.

Монтажные схемы выполняют более подробно, так как они применяются для электромонтажных работ и установки электрооборудования. В процессе монтажа и наладки широкое распространение получили развернутые схемы с вторичными цепями.

Функциональные электрические схемы показывают лишь функциональные связи между составляющими данного объекта, раскрывающими его сущность и дающие представление о функциях объекта. Специальных стандартов в изображении условных графических обозначениях этих схем нет. Действуют лишь общие требования к оформлению конструкторской или технологической документации.

Электрические схемы разрабатывают для электриков всех направлений, имеют различные особенности оформления. Наиболее информативными должны быть принципиальные и монтажные схемы. Оба типа этих схем взаимосвязаны, дополняют друг друга, выполняются по единым стандартам, понятным всем пользователям, но имеют отличия по назначению. Монтажные схемы создают на основе принципиальных и должны содержать всю необходимую информацию по производству монтажа электроустановки, включая

выполнение электрических соединений. Без их использования невозможно создать надежные и качественные подключения современного электрооборудования.

Технология разработки монтажных схем состоит в том, что вначале разработчик создает принципиальную схему, на которой показывает все применяемые им элементы и способы их подключения проводами. После этого разрабатывается монтажная схема, на которой изображают элементы, задействованные в работе. Причем могут показываться как все существующие контакты коммутационных аппаратов, кнопок, контакторов, реле, так и только используемые в рассматриваемом случае, что допускается для упрощения восприятия.

Перед тем как читать принципиальные электрические схемы, рекомендуется внимательно ознакомиться со всеми элементами.

Условные изображения часто дополняют уточняющей информацией. При внимательном рассмотрении можно увидеть около каждого значка латинские буквенные символы, которыми обозначается та или иная деталь. Около буквенных обозначений расположены еще и цифры, указывающие на соответствующую нумерацию или технические характеристики элементов.

3.3. ЛОГИКА ПОСТРОЕНИЯ СХЕМ И ТИПОВЫЕ СХЕМНЫЕ РЕШЕНИЯ

Логика построения схем. Работа современного электрооборудования основана на использовании различных технологических процессов, имеющих разные алгоритмы. Электротехническому персоналу, занимающемуся эксплуатацией, обслуживанием, монтажом, наладкой и ремонтом электрооборудования, необходимо иметь о нем полную и достоверную информацию.

Представление происходящих в электрооборудовании процессов в условном графическом виде с обозначением каждого элемента определенным, стандартным способом значительно облегчает понимание этих процессов, позволяет передавать замыслы разработчиков другим специалистам в понятной и доступной форме.

С этой целью разрабатывают принципиальные электрические схемы, назначением которых является показ принципов работы и взаимодействия составляющих элементов электрооборудования в порядке очередности их работы.

Таким образом, принципиальные электрические схемы демонстрируют логику, заложенную в технологию применяемых процессов.

На принципиальной электрической схеме сохраняется последовательность и строение структурной схемы, но вместо общих функциональных блоков показывают полный состав элементов устройства, изображенных в виде условных графических обозначений. Каждый элемент изображен с тем числом выводов, которые имеются у реальных объектов, а соединения между выводами показывают таким образом, чтобы можно было проследить все цепи и соединения, понять происходящие процессы и принцип работы устройства.

Для удобства чтения рядом с условным изображением элемента указывают его буквенно-цифровое обозначение, дающее сведения об элементе: функциональное назначение, место расположения и маркировку в схеме. Буквенно-цифровые обозначения указывают в сокращенной форме и состоят из определенного числа букв латинского алфавита и арабских цифр, записанных последовательно, в одну строку и без пробелов.

Буквенное обозначение берется из названия элемента и указывается одной или двумя первыми буквами, например, *R* — резистор, *C* — конденсатор, *VD* — диод, *VT* — транзистор, *SA* — выключатель, *XP* — двухполюсная вилка, *EL* — лампа осветительная и т. д.

Цифровое обозначение указывает порядковый номер однотипных элементов в схеме, например *R1*, *R2*, *R3* либо *VD10*, *VD11* и т. д.

В то же время принципиальная электрическая схема не дает полного представления об элементе, так как на ней не указаны сведения о конструкции элемента и его размерах. Этого и не требуется при изучении принципа работы устройства. Однако часто для расширения функциональности на принципиальных схемах указывают часть дополнительных данных об элементах: тип, мощность, способ соединения и др. Это связано с тем, что иногда принципиальная схема является главным и единственным документом, на который ориентируются при изготовлении, наладке, обслуживании и ремонте устройства.

Представление о конструктивном исполнении, примерном расположении элементов и способах соединения между ними дает схема соединений или монтажная схема.

Принципиальная электрическая схема чаще всего применяется в распределительных сетях, так как дает самое раскрытое пояснение о том, как работает рассматриваемое электрооборудование. На таком чертеже обязательно указывают все функциональные элементы цепи и вид связи между ними. В свою очередь, принципиальная электрическая схема может иметь две разновидности: быть однолинейной или полной. В первом случае на чертеже изо-

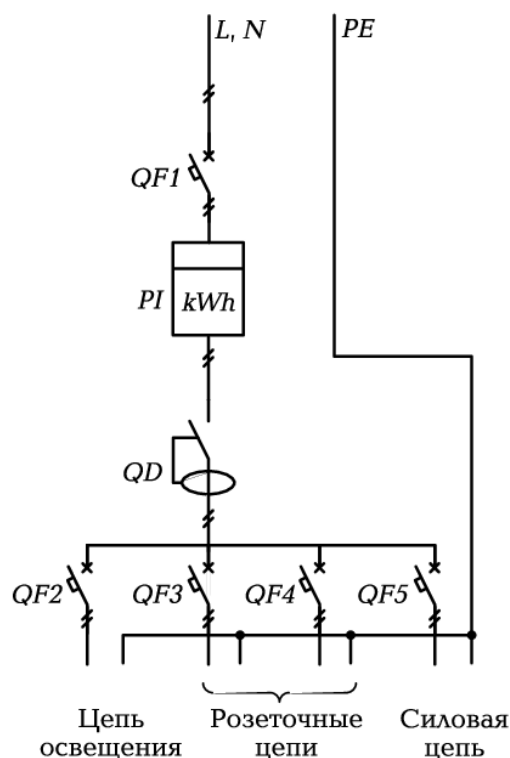


Рис. 3.3. Однолинейная принципиальная схема устройства:

$QF1—QF5$ — автоматы; PI — счетчик активной электроэнергии; QD — устройство защитного отключения; L — фазный провод; N — нулевой провод; PE — линия заземления

бражают только первичные цепи, называемые силовыми. Пример однолинейного изображения схемы показан на рис. 3.3.

Логика построения принципиальных электрических схем позволяет использовать для этих цепей типовые логические элементы.

Типовые схемные решения. Подстанция относится к числу основных, часто встречающихся и наиболее сложных устройств в системах электроснабжения. Разработано большое число различных схем подстанций, в связи с чем потребовалась их типизация и унификация. Последнее обусловило разработку нормативного документа, в котором приведены основные типовые схемные решения распределительных устройств подстанций на напряжения 6...750 кВ: стандарт организации (СТО) ОАО «ФСК ЕЭС».

Типизация схемных решений не только повысила эффективность проектирования подстанций, но и оказала положительное влияние на выбор стратегии развития энергетической системы. Все это в значительной степени повлияло на сам процесс проектирования.

Схемы распределительных устройств подстанций при проектировании различных объектов разрабатывают на основании схем

развития энергосистемы, схем электроснабжения района или города и других материалов по развитию электрических сетей. Они должны обеспечивать:

- коммутацию заданного числа высоковольтных линий, трансформаторов, автотрансформаторов и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития подстанций;
- требуемую надежность работы распределительных устройств исходя из условий рационального электроснабжения потребителей в соответствии с категориями электроприемников и транзитных потоков мощности по межсистемным и магистральным связям в нормальном режиме без ограничения мощности, а также в послеаварийном режиме при отключенных нескольких присоединениях с учетом допустимой нагрузки оставшегося в работе оборудования;
- присоединение заданного числа высоковольтных линий по классам напряжения и компенсирующих устройств с учетом перспективы развития подстанций;
- учет требований противоаварийной автоматики и работу распределительных устройств при расчетных значениях токов короткого замыкания;
- возможность и безопасность проведения ремонтных и эксплуатационных работ на отдельных элементах схемы без отключения присоединений или с отключением присоединений при соответствующем обосновании и согласовании;
- требования наглядности, удобства эксплуатации, компактности и экономичности.

Схемы распределительных устройств, указанные в плане развития энергосистемы, электрических сетей района, города или в схемах электроснабжения объекта, являются предварительными и уточняются при конкретном проектировании подстанции.

На подстанции, как правило, устанавливают два трансформатора высокого напряжения, подключаемые к разным секциям шин. Однако при расширении подстанции число трансформаторов может возрасти до трех-четырех при наличии обоснования. При новом строительстве и реконструкции подстанций не допускается применение отделителей и короткозамыкателей.

При применении типовых схем для проектирования конкретной подстанции с заданным количеством распределительных устройств разных напряжений и высоковольтных линий подлежат определению следующие сведения:

- типы, количество и технические параметры основного оборудования;

- места установки регулирующих и компенсирующих устройств, токоограничивающих и дугогасящих реакторов, а также схем их присоединения;
- режимы нейтралей трансформаторов всех классов напряжений;
- параметры оборудования высокочастотной обработки линий и количество обрабатываемых фаз;
- необходимость установки устройств для плавки гололеда на проводах высоковольтных линий;
- необходимость установки ограничителей перенапряжений (ОПН).

Перенапряжения представляют собой ненормальный режим работы в электрических сетях, при котором значительно повышается напряжение (выше допустимых значений для участка электрической сети) и становится опасным для электрооборудования этого участка.

Изоляция оборудования рассчитана на нормальную работу при определенных значениях напряжения и в случае наличия перенапряжений приходит в негодность. Последнее приводит к повреждению электрооборудования и представляет опасность для обслуживающего персонала.

Перенапряжения могут быть двух видов: *внешние* (природные или грозовые); *внутренние* (коммутационные), возникающие непосредственно в электрических сетях. Причинами их появления могут быть большие перепады нагрузки на ЛЭП, феррорезонансные явления, послеаварийные режимы работы электрических сетей.

Для защиты электрооборудования от возможных перенапряжений применяют в основном *ограничители перенапряжения нелинейные*. Основным конструктивным элементом данного защитного устройства является элемент с нелинейной характеристикой, который изменяет свое сопротивление в зависимости от значения приложенного к нему напряжения.

В нормальном режиме, когда сетевое напряжение находится в пределах допустимых значений, ОПН имеет очень большое сопротивление и не проводит напряжение. При возникновении перенапряжения на участке электрической сети сопротивление ОПН резко падает и данный защитный элемент проводит напряжение, способствуя утечке возникшего скачка напряжения в заземляющий контур.

Для защиты от внешних перенапряжений применяют *стержневые молниеотводы*, устанавливаемые на металлических и железобетонных конструкциях ОРУ. На высоковольтных ЛЭП напряжением 35 кВ и выше применяют грозозащитный трос, располагаемый в верхней части опор ЛЭП на всей их протяженности.

Ограничители перенапряжений должны проходить периодические ремонтные работы и испытания. Также необходимо периодически проверять сопротивление и техническое состояние заземляющих контуров распределительных устройств.

Перенапряжения характерны и для *низковольтных* сетей напряжением 220/380 В. Здесь они приводят к выходу из строя не только оборудования данных электрических сетей, но и электроприборов, включенных в сеть. Защита от перенапряжений осуществляется с помощью специальных ограничителей перенапряжений, по принципу работы схожих с высоковольтными ОПН.

На всех типовых схемах для защиты от перенапряжений показаны места установки ОПН. При решении вопроса использования ОПН необходимо учитывать, что в процессе эксплуатации изоляция электрооборудования подвергается воздействию не только рабочего напряжения, но и различных видов перенапряжений (грозовых, коммутационных). В настоящее время для защиты от перенапряжений используют, как правило, ОПН, так как вентильные разрядники практически сняты с производства и в большинстве случаев отслужили свой нормативный срок службы.

В стандарте организации (СТО) приведено оптимальное (минимальное) количество типовых схем распределительных устройств (ОРУ, ЗРУ, КРУЭ), охватывающих большинство встречающихся на практике случаев проектирования новых и реконструкции действующих электрических подстанций и комплектных трансформаторных подстанций, позволяющих обеспечить надежность и живучесть подстанций и достичь экономичных унифицированных решений.

Для разработанного набора схем рекомендуется использовать типовые проектные решения компоновок распределительных устройств, установок оборудования, устройств управления, релейной защиты и автоматики, АСУ ТП и строительной части.

В качестве примера на рис. 3.4 показана мостиковая схема — одна из типовых схем распределительных устройств из СТО. Мостиковые схемы применяют на стороне высокого напряжения подстанций 35, 110 и 220 кВ при четырех присоединениях (две высоковольтные линии + два трансформатора) и необходимости осуществления секционирования сети.

На напряжении 110 и 220 кВ мостиковые схемы применяют как с ремонтной перемычкой, так и при соответствующем обосновании без ремонтной перемычки. В случае необходимости секционирования сети на подстанции в режиме ремонта выключателя предпочтительнее применять схему 5АН (мостик с выключателями в цепях трансформаторов).

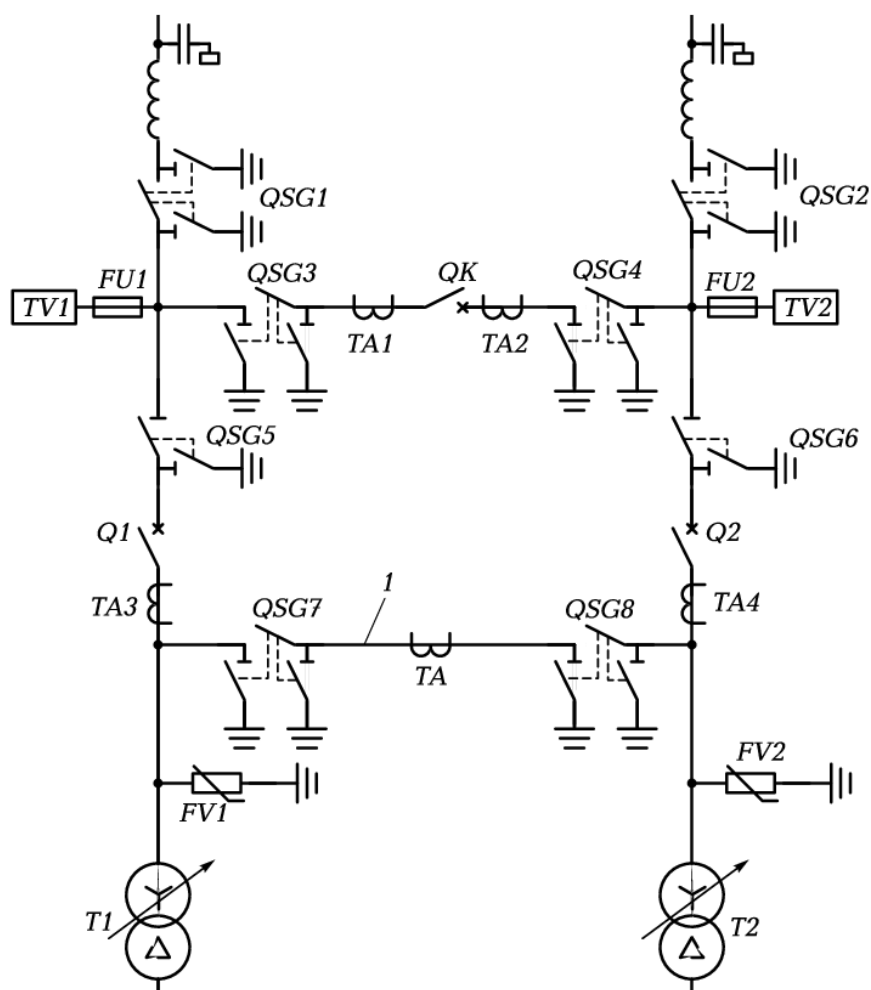


Рис. 3.4. Схема (№ 35-5АН) мостика с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов:

QSG1—QSG8 — заземляющие разъединители; *TV1, TV2* — трансформаторы напряжения; *FU1, FU2* — предохранители; *Q1, Q2* — выключатели; *TA, TA1—TA4* — трансформаторы тока; *FV1, FV2* — ограничители перенапряжений; *T1, T2* — трансформаторы силовые; *QK* — секционный выключатель; *1* — ремонтная перемычка

Схема 5АН применяется при необходимости частого отключения трансформаторов. Однако эта схема может быть применена и при установке на первом этапе развития подстанции одного трансформатора. Количество выключателей при этом определяется технической необходимостью. Установка ремонтной перемычки в схеме 5АН определяется возможностью отключения одного из трансформаторов на время ремонта выключателя.

Кроме типовых схемных решений в стандарте организации даны необходимые указания по применению типовых схем, а также компенсирующих устройств, измерительных трансформаторов тока и напряжения и ОПН.

3.4. ГЛАВНЫЕ СХЕМЫ ПОДСТАНЦИЙ

Проектирование большинства новых и реконструкция действующих систем электроснабжения выполняется на базе широкого использования типовых схемных решений с применением КТП и КРУ заводского изготовления. *Особо строгие требования* предъявляют к типовым схемным решениям электрических подстанций, используемым в качестве главных. Они должны обеспечивать:

- требуемую надежность; подход к выполнению этого требования основан на использовании нормативных документов, в которых все приемники электрической энергии по требуемой надежности подразделяют на три категории с учетом ответственности;
- требуемое качество электроэнергии, установленное действующим стандартом на качество электроэнергии (допустимые значения отклонения напряжения, несинусоидальности, несимметрии и др.);
- экономическую целесообразность, когда принимаемые решения по капитальным вложениям и ежегодным издержкам на производство электрической энергии при обеспечении требуемой надежности минимальны;
- оперативную гибкость сети, т. е. ее приспособленность к передаче и распределению электроэнергии в различных режимах (в том числе послеаварийных, при отключении отдельных элементов и др.), а также при необходимости последующего развития сети без коренных переделок;
- удобство эксплуатации сети, т. е. надежность работы и простоту ее выполнения, снижение вероятности ошибок обслуживающего персонала при эксплуатации, минимизацию числа коммутаций в первичных и вторичных цепях;
- экологичность сети, т. е. минимальную степень воздействия на окружающую среду;
- безопасность проведения эксплуатационных и ремонтных работ на элементах схемы;
- унификацию схемы, т. е. использование таких типовых схемных решений, которые бы позволяли снизить трудовые, материальные и финансовые затраты на проектирование, монтаж, пусконаладочные работы и эксплуатацию;
- минимальные уровни токов КЗ, достаточные для надежного срабатывания релейной защиты и автоматики;
- использование электрооборудования с меньшей отключающей способностью, что напрямую связано с экономичностью.

На главной схеме должно быть показано все основное электрооборудование подстанции: генераторы, силовые и измерительные трансформаторы, линии, сборные шины, коммутационно-защитная и другая первичная аппаратура со всеми выполненными между ними соединениями. Главная схема электрических соединений подстанции выбирается также с учетом развития электрических сетей энергосистемы, схемы электроснабжения района, города.

Выбор главной схемы — важнейший этап при проектировании электрической части подстанций, так как он определяет полный состав элементов и связей между ними в общей схеме электроснабжения объекта. Выбранная главная схема является исходной при составлении принципиальных схем электрических соединений, схем собственных нужд, схем вторичных соединений, монтажных схем и др. На чертеже главные схемы изображают обычно в однолинейном исполнении и, как правило, при отключенном положении всех элементов. Все элементы схемы и связи между ними изображаются в соответствии со стандартами ЕСКД.

В условиях эксплуатации наряду с принципиальной и главной схемами применяют так называемые упрощенные оперативные схемы, в которых указывается только основное электрооборудование. Дежурный персонал каждой смены, как правило, заполняет оперативную схему и вносит в нее необходимые изменения в части положения выключателей и разъединителей, происходившие во время его дежурства.

При проектировании электроустановки до разработки главной схемы составляется *структурная схема* выдачи электроэнергии, на которой показывают основные функциональные части электроустановки (распределительные устройства, трансформаторы, генераторы) и связи между ними. Структурные схемы служат для дальнейшей разработки более подробных и полных принципиальных схем, а также для общего ознакомления с работой электроустановки.

Кроме главной схемы электрических соединений подстанции (схемы первичных цепей) для подстанции необходимо разработать схему вторичных цепей, состоящую из измерительных, контрольных и управляющих цепей.

При выборе главной схемы следует учитывать различные факторы, влияющие на этот выбор, а именно:

- тип подстанции;
- число и мощность силовых трансформаторов;
- роль подстанции в энергосистеме;
- схемы и напряжения прилегающих электрических сетей;
- мощность и характер местной нагрузки.

Одним из основных элементов главных электрических схем подстанций и во многом определяющим уровень их технического совершенства являются распределительные устройства, число которых зависит от числа используемых уровней напряжения. В распределительных устройствах концентрируются большие потоки энергии, поэтому велика их ответственность за надежность электроснабжения.

На рис. 3.5 показана главная схема двухтрансформаторной подстанции 110/10 кВ, которая по своей структуре является типовой.

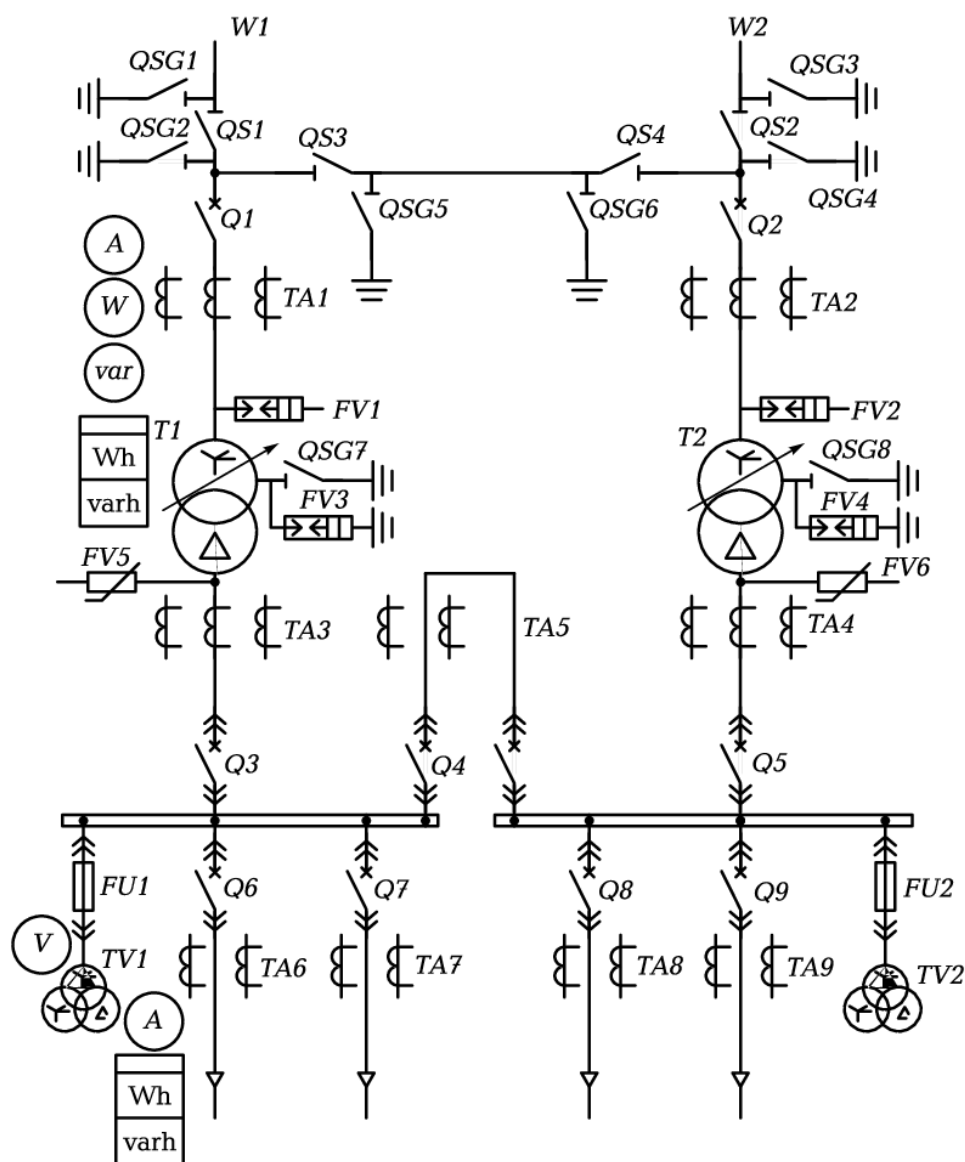


Рис. 3.5. Главная схема двухтрансформаторной подстанции 110/10 кВ:

$W1, W2$ — линии электропередачи; $QSG1—QSG8$ — разъединители заземляющие; $QS1—QS4$ — разъединители; $Q1—Q9$ — высоковольтные выключатели; $TA1—TA9$ — трансформаторы тока; $TV1, TV2$ — трансформаторы напряжения; $FU1, FU2$ — плавкие предохранители; $FV1—FV6$ — ОПН; $T1, T2$ — силовые трансформаторы

Чтобы иметь полное представление об электроснабжении объекта, желательно иметь кроме главной схемы еще и структурную и полную принципиальную схемы. Эти схемы показаны на рис. 3.6.

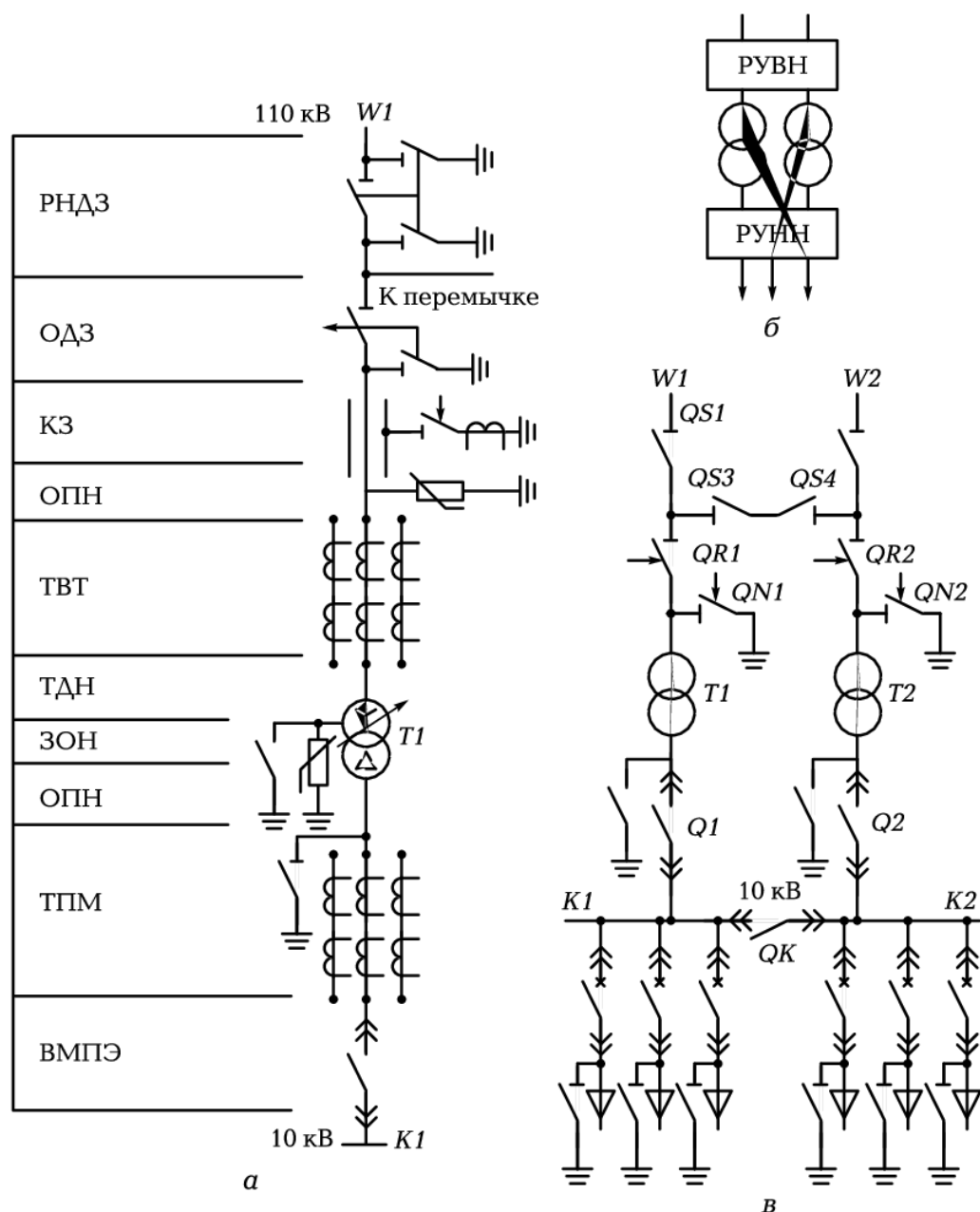


Рис. 3.6. Схемы подстанции 110/10 кВ:

а — полная принципиальная; *б* — структурная; *в* — главная; *QR1*, *QR2* — отделители; *QN1*, *QN2* — короткозамыкатели; *K1*, *K2* — сборные шины; (остальные обозначения такие же, как на рис. 3.5); *РНДЗ*, *ОДЗ*, *КЗ*, *ОПН*, *ТВД*, *ТДН*, *ЗОН*, *ТАМ*, *ВМПЭ* — типы электрооборудования (разъединителя, отделителя, короткозамыкателя, измерительного трансформатора тока и др.)

На полной принципиальной схеме указывают все аппараты первичной цепи, заземляющие ножи разъединителей и отделителей, а также типы применяемых аппаратов (рис. 3.6, а). На структурной схеме (рис. 3.6, б) не указывают никаких аппаратов (выключателей, разъединителей и др.). На рис. 3.6, в показана главная схема подстанции без измерительных трансформаторов тока (ТА) и напряжения (TV), ОПН. Такая упрощенная принципиальная схема электрических соединений является обязательной.

Подстанции могут предназначаться для питания отдельных потребителей или целого района, для связи частей энергосистемы или различных энергосистем, поэтому роль подстанции во многом определяет ее схему. Так, если через шины происходит переток мощности из одной части энергосистемы в другую (транзит мощности), то при выборе схем учитывается необходимость сохранения транзита мощности.

Кроме того, необходимо принимать во внимание категорию потребителей по степени надежности электроснабжения, а также перспективу расширения и промежуточные этапы развития подстанции и прилегающего участка электрической сети (возможное увеличение количества присоединений при развитии энергосистемы). Однако при этом поэтапное развитие схемы подстанции не должно сопровождаться коренными переделками. Данное положение необходимо учитывать при перспективе развития подстанции.

3.5. ПРИНЦИПИАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Схемы электрических соединений в какой-то степени носят условный характер, однако они позволяют лаконично «излагать» инженерную мысль с помощью символики и условных обозначений. С другой стороны, схемы должны содержать сведения в объеме, достаточном для изготовления и эксплуатации электроустановки.

Из всех видов и типов схем схему электрическую принципиальную принято называть главной схемой, так как именно она определяет полный состав элементов и дает детальное представление о принципе работы электроустановки. Принципиальная электрическая схема служит основой для разработки других конструкторских документов (например, схемы соединений и расположения, чертежей конструкций электроустановки) и является наиболее полным документом для изучения принципа ее работы.

На принципиальной электрической схеме изображают все элементы и устройства, электрические связи между ними, а также элементы, которыми заканчиваются входные и выходные цепи (разъемы, зажимы и др.), необходимые для осуществления и контроля заданных электрических процессов в электроустановке.

Построение схемы может осуществляться разнесенным и совмещенным способами (см. подразд. 3.1). Разнесенным способом выполняют схемы автоматики и электрооборудования, т. е. схемы, содержащие много контакторов, реле и различных контактов. При выполнении таких схем рекомендуется пользоваться строчным способом, располагая условные графические обозначения элементов, входящих в одну цепь, последовательно друг за другом по прямой, а отдельные цепи — одну под другой таким образом, чтобы изображения этих цепей образовали параллельные строки (горизонтальные или вертикальные). При выполнении схемы строчным способом допускается нумеровать строки арабскими цифрами, указывать назначение цепей.

Маркировка участков цепи отражает функциональное назначение электрической схемы. Цепи маркируют независимо от нумерации входных и выходных элементов, машин, аппаратов, приборов. Последовательность маркировки должна начинаться от источника питания к потребителю, а разветвляющиеся участки цепи нужно маркировать сверху вниз в направлении слева направо. При маркировке цепей допускается оставлять резервные номера. Обозначение цепей выполняют прописными буквами латинского алфавита и арабскими цифрами.

Силовые цепи маркируют буквами, обозначающими фазы, и последовательными числами. Фазы переменного тока обозначают следующим образом:

- участки цепи первой фазы $L1 — L11, L12, L13$ и т.д.;
- участки цепи второй фазы $L2 — L21, L22, L23$ и т.д.;
- участки цепи третьей фазы $L3 — L31, L32, L33$ и т.д.

Допускается обозначать фазы буквами A, B, C .

Принципиальные схемы могут выполняться в многолинейном или однолинейном исполнении.

Таким образом, полная принципиальная схема определяет весь состав элементов и связи между ними, дает представление о принципе работы электроустановки, служит исходным материалом для разработки других конструкторских документов, поэтому электрическая принципиальная схема должна быть максимально наглядной, удобной для чтения, отображать развитие рабочего процесса в электроустановке.

Схемы, как указывалось ранее, выполняют для электроустановок, находящихся в отключенном состоянии.

Линии электрической связи на принципиальной схеме носят условный характер и не являются изображением реальных проводов. Это позволяет располагать условные графические изображения элементов в соответствии с развитием рабочего процесса, а не в соответствии с действительным расположением этих элементов в изделии, и соединять их выводы кратчайшим путем.

Данные об элементах, входящих в состав электроустановки и изображенных на схеме, должны быть записаны в перечень элементов. При этом связь перечня с условными графическими обозначениями элементов должна осуществляться через позиционные обозначения.

На схеме указывают обозначения выводов элементов, нанесенные на электроустановку, характеристики входных и выходных цепей электроустановки. Адреса их внешних подключений рекомендуется записывать в таблицы, помещаемые взамен условных графических обозначений входных и выходных элементов: соединителей, плат и т. д.

Каждой таблице присваивают позиционное обозначение того элемента, взамен условного графического обозначения которого она помещена. Над таблицей допускается показывать условное графическое обозначение контакта (гнезда или штыря). Таблицы выполняют разнесенным способом. Допускается помещать таблицы с характеристиками цепей при наличии на схеме условных графических обозначений входных и выходных элементов.

Выводы. В общем случае принципиальные схемы содержат:

- условные изображения принципа действия той или иной электроустановки;
- поясняющие надписи;
- части отдельных элементов (приборов, электрических аппаратов) данной схемы;
- перечень используемых в данной схеме приборов, аппаратуры;
- перечень чертежей, относящихся в данной схеме, общие пояснения и примечания. Для чтения принципиальных схем необходимо знать алгоритм функционирования схемы, разобраться с принципом действия приборов, аппаратов, на базе которых построена принципиальная схема.

Принципиальная электрическая схема является первым рабочим документом, на основании которого:

- выполняют чертежи для изготовления электроустановок (общие виды, монтажные схемы, таблицы щитов, пультов и т. д.) и со-

единений их с приборами, исполнительными механизмами и между собой;

- проверяют правильность выполненных соединений;
- задают уставки аппаратам защиты, средствам контроля и регулирования процесса;

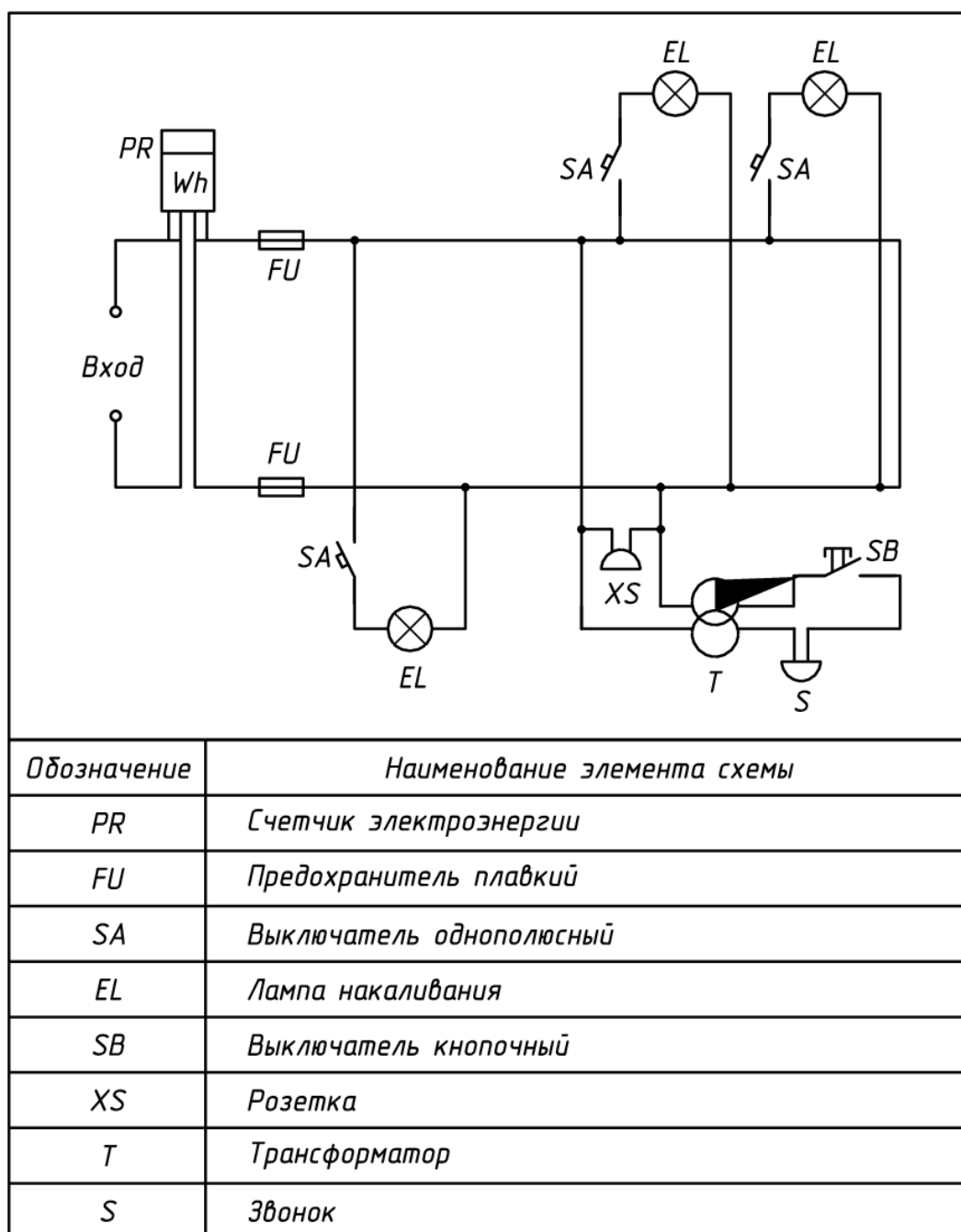


Рис. 3.7. Полная принципиальная электрическая схема устройства

- анализируют схему как в процессе проектирования, так и при наладке и эксплуатации при отключении от заданного режима работы установки, преждевременном выходе из строя какого-либо элемента и т.д.

Во многих случаях чтение принципиальной схемы сложнее, чем монтажной схемы, так как требует определенных знаний, владения методикой чтения и умения анализировать полученные сведения. Кроме того, ошибка, допущенная в принципиальной схеме, неизбежно будет повторяться во всех последующих документах. В итоге вновь придется возвращаться к чтению принципиальной схемы.

На рис. 3.7 показан один из вариантов полной принципиальной электрической схемы электротехнического устройства.

На рис. 3.8 показана полная принципиальная электрическая схема торгового павильона. В этой схеме для повышения безопасности обслуживающего персонала использованы дифференциальные автоматические выключатели *QFD1*, *QFD2* и *QFD3*.

Дифференциальный автоматический выключатель представляет собой уникальное устройство, в котором одновременно сочетаются

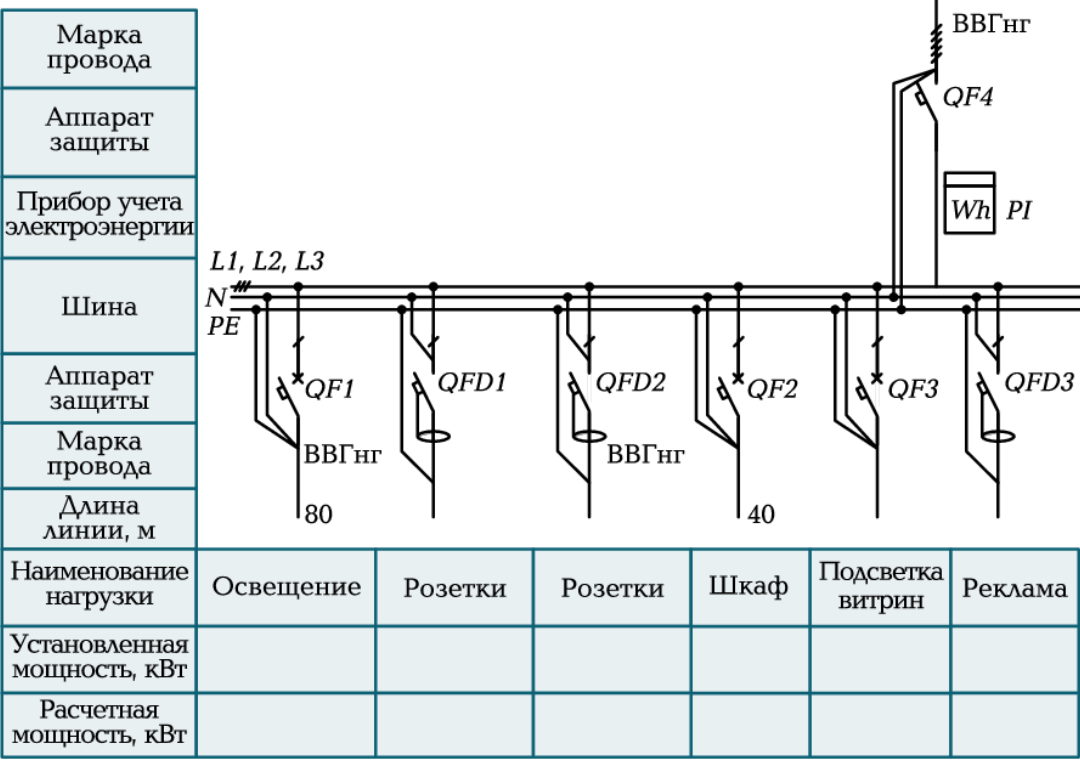
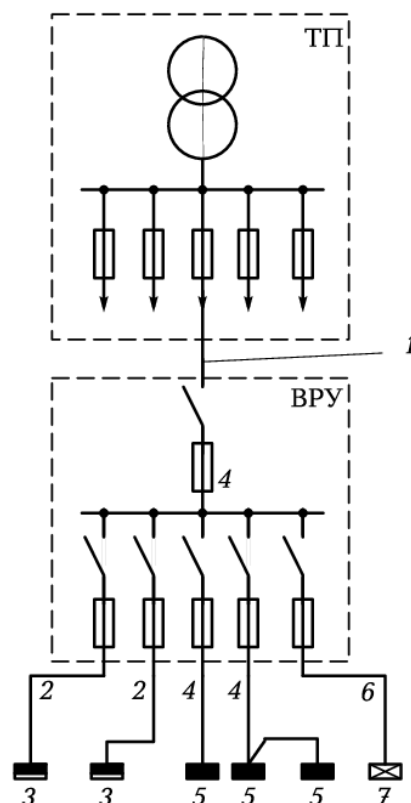


Рис. 3.8. Принципиальная электрическая схема торгового павильона:
QF1—QF4 — автоматы; *QFD1—QFD3* — дифференциальные автоматические выключатели; *L1—L3* — фазные линии; *N* — нейтральный провод; *PE* — провод заземления; *PI* — счетчик активной энергии; ВВГнг — тип кабельной линии

Рис. 3.9. Фрагмент принципиальной схемы электроснабжения административного здания:

1 — питающая линия к вводно-распределительному устройству ВРУ; 2 — питающие линии к распределительным пунктам; 3 — распределительные пункты силовых электроприемников; 4 и 6 — радиальные линии; 5 — групповые щитки рабочего освещения; 7 — щиток эвакуационного освещения; ТП — трансформаторная подстанция



функции автоматического выключателя и защитные свойства устройства защитного отключения.

Опыт работы различных систем электроснабжения показал, что применение дифференциальных автоматических выключателей не только повышает безопасность обслуживания электроустановок, но и повышает надежность их работы.

На рис. 3.9 показан фрагмент принципиальной схемы электроснабжения административного здания. От однитрансформаторной подстанции торгового павильона (в здании находятся потребители третьей категории надежности) по питающей линии 1, защищенной плавкими предохранителями, через ВРУ осуществляется электроснабжение административного здания. От ВРУ отходят питающие линии 2 к распределительным пунктам силовых электроприемников 3, линии 4 — к групповым щиткам рабочего освещения и линия 6 — к щитку эвакуационного освещения 7.

Для питания ответственных потребителей в крупных городах широко применяют двухтрансформаторные подстанции с устройством АВР на стороне низкого напряжения.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Каково назначение условных графических обозначений?
2. Назовите виды схем по их назначению.
3. Каковы главные достоинства типизации схемных решений?
4. Какими требованиями должна обладать главная схема электрических подстанций?

5. Чем отличается структурная схема от принципиальной?
6. Что такое собственные нужды подстанции?
7. Каковы функции дифференциального автомата?
8. Как осуществляется защита электрооборудования от возможных перенапряжений?
9. Какие основные особенности имеет принципиальная схема?
10. В чем состоит назначение монтажных схем?

ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

4.1. ОРГАНИЗАЦИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ПОДСТАНЦИЙ

Техническое обслуживание представляет собой комплекс работ по поддержанию электрооборудования в исправном состоянии, а его технических параметров в требуемых пределах.

Техническое обслуживание электрооборудования осуществляется в соответствии с Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП).

Повышение надежности работы электрооборудования в процессе эксплуатации в значительной степени способствует правильная организация и своевременное проведение технического обслуживания.

Техническое обслуживание позволяет своевременно обнаружить и устранить неисправности, которые могут возникнуть в процессе эксплуатации электрооборудования, а также причины, вызывающие эти неисправности. Поэтому техническое обслуживание является необходимым профилактическим мероприятием, направленным на обеспечение работоспособности электрооборудования.

Если во время проведения технического обслуживания будут обнаружены отклонения от нормальной работы, устранение которых требует разборки электрооборудования, то, как правило, решается вопрос о проведении капитального ремонта.

Таким образом, техническое обслуживание представляет собой совокупность организационных и технических мероприятий, проводимых в межремонтный период и направленных на поддержание в исправности электрооборудования при использовании его по назначению.

В период эксплуатации электрооборудования происходит его непосредственное использование. Причем некоторые электроуста-

новки работают в течение сравнительно коротких промежутков времени, остальное время их хранят на складе в состоянии «холодного резерва» или длительный период они не работают.

Цель контрольных мероприятий заключается в выявлении неисправностей электрооборудования, возникающих в процессе его работы или хранения. Контроль состояния электрооборудования проводят обычно визуально; при этом с помощью измерительных приборов проверяют его выходные параметры.

Техническое обслуживание предусматривает проведение обязательных мероприятий:

- осмотра и ухода за электрооборудованием;
- контроля за режимами работы электрооборудования и правилами его технической эксплуатации, регламентированными ПТЭЭП, ПТБ, инструкциями заводов-изготовителей, стандартами предприятий и местными инструкциями;
- проверки показаний измерительных приборов и сигнализации, степени нагрева электрооборудования, состояния изоляции, исправности систем заземления и молниезащиты, исправности необходимых ограждений, наличия предупредительных плакатов и средств защиты, смазочных материалов и работы систем охлаждения;
- технической диагностики для выявления остаточных ресурсов узлов электрооборудования и предупреждения аварий;
- операций по восстановлению работоспособности отключившегося электрооборудования.

Для обеспечения рациональной организации технического обслуживания электрооборудования рабочие места оперативного и оперативно-ремонтного персонала оснащают средствами связи, технической документацией и инструкциями, комплектами инструментов и приспособлений общего и индивидуального пользования, защитными средствами.

В процессе эксплуатации электрооборудования происходят необратимые процессы его изнашивания, которые приводят к ухудшению его технических характеристик. Существует два способа для эффективного восстановления работоспособности электрооборудования:

- 1) замена изношенного электрооборудования подстанций новым;
- 2) частичное обновление изношенного электрооборудования подстанций за счет ремонта (сюда относятся модернизация и реконструкция).

Вид ремонта (текущий, капитальный) зависит от степени изношенности оборудования.

Типовой объем работ по техническому обслуживанию электрооборудования включает в себя не только ежедневный надзор за выполнением правил эксплуатации, инструкций заводов-изготовителей и различных других нормативных документов, но и ежедневный контроль за исправностью всех систем (заземления, освещения, охлаждения и др.), связанных с нормальной эксплуатацией электрооборудования.

Значительную роль в техническом обслуживании играют текущий и капитальный ремонт.

Текущий ремонт производится без вскрытия оборудования, но он требует кратковременного останова и вывода из работы оборудования со снятием напряжения.

При текущем ремонте с помощью чистки, замены или ремонта быстроизнашивающихся частей, регулировки отдельных узлов и механизмов обеспечивается безотказная работа электрооборудования на протяжении всего межремонтного периода. Таким образом, текущий ремонт направлен на устранение отказов и неисправностей, возникающих в процессе работы электрооборудования.

Как правило, текущий ремонт проводится силами оперативного и ремонтного электротехнического персонала на месте установки электрооборудования с его остановкой и отключением.

При **капитальном ремонте** производят вскрытие и ревизию оборудования с тщательным внутренним осмотром, измерениями и устранением обнаруженных неисправностей. Производят замену изношенных деталей и узлов, восстановление качества изоляции, регулировку, наладку и испытания в полном объеме.

Капитальный ремонт производится, как правило, по окончании срока межремонтного периода, устанавливаемого для каждого вида оборудования.

Таким образом, капитальный ремонт направлен на восстановление частично или полностью израсходованного ресурса (механического, коммутационного) электрооборудования.

Капитальный ремонт выполняется в электроремонтном цехе предприятия или в специализированных ремонтных организациях. Во время капитального ремонта может производиться модернизация электрооборудования, т. е. внесение в конструкцию электрооборудования изменений и усовершенствований в целях улучшения технико-экономических показателей его работы.

Ремонт взрывозащищенного электрооборудования производится в строгом соответствии с нормативными документами и его должны выполнять только специализированные предприятия, зарегистрированные в органах Ростехнадзора.

Большое значение при техническом обслуживании электрооборудования имеет защита обслуживающего персонала от поражения электрическим током. Все существующие электрозащитные меры по принципу их выполнения подразделяют на следующие три группы:

- 1) обеспечение недоступности для человека токоведущих частей электрооборудования;
- 2) снижение возможного значения тока через тело человека до безопасной величины;
- 3) ограничение времени воздействия электрического тока на организм человека.

Основная роль при этом отводится техническим мерам защиты, к которым относятся: защитное заземление, защитное электрическое разделение сетей, автоматическое отключение питания, уравнивание и выравнивание потенциалов, контроль, профилактика изоляции и обнаружение ее повреждений, защита от замыканий на землю, грозозащита.

Таким образом, техническое обслуживание является основным профилактическим мероприятием, необходимым не только для содержания электрооборудования в работоспособном, но и в безопасном состоянии для обеспечения его надежной работы.

Техническое обслуживание может быть регламентированным и нерегламентированным.

Нерегламентированное техническое обслуживание — обслуживание, обусловленное не предусмотренными документацией изготовителя особыми условиями эксплуатации или ненормативной наработкой объекта и его составных частей.

Необходимость нерегламентированного технического обслуживания возникает после проведения периодических осмотров, проверки и диагностики состояния электрооборудования. Техническое обслуживание проводится в целях устранения дефектов во время кратковременной остановки оборудования.

В состав нерегламентированного технического обслуживания входят надзор за работой электрооборудования, эксплуатационный уход, содержание электрооборудования в исправном состоянии, включающие в себя:

- соблюдение условий эксплуатации и режима работы электрооборудования в соответствии с инструкцией завода-изготовителя;
- загрузку электрооборудования в соответствии с паспортными данными, недопущение неоговоренных случаев перегрузки электрооборудования;
- строгое соблюдение установленных при данных условиях эксплуатации режимов работы электросетей;

- поддержание необходимого режима охлаждения электрооборудования, подверженного повышенному нагреву;
- строгое соблюдение порядка останова электрооборудования, установленного инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя, включение и отключение электросетей;
- немедленное отключение электрооборудования в случае появления отклонений от норм в его работе, ведущих к выходу электрооборудования из строя и принятие мер по выявлению и устранению этих нарушений;
- выявление степени изношенности доступных для осмотра узлов электрооборудования и своевременную их замену;
- проверку нагрева контактных поверхностей и состояния масляных и охлаждающих систем;
- проверку исправности заземлений, противокоррозионной защиты, состояния ограждающих устройств и т. д.

Регламентированное техническое обслуживание — обслуживание, предусмотренное в нормативно-технической или эксплуатационной документации и выполняемое с периодичностью и в объеме, установленными в ней, независимо от технического состояния изделия в момент начала технического обслуживания.

Регламентированное техническое обслуживание выполняется по графику, составленному энергетической службой предприятия или районной электростанцией. Различается плановое регламентированное техническое обслуживание, периодические проверки и очередные и внеочередные визуальные осмотры.

Регламентированное техническое обслуживание включает в себя: диагностику электрооборудования; выявление дефектов, возникающих при работе, нарушениях техники безопасности и др.

Дефекты, не нуждающиеся в срочном устранении, заносятся в ремонтный журнал.

Обеспечение бесперебойной, надежной, безопасной и экономичной работы электроустановок и содержание их в технически исправном состоянии в течение времени эксплуатации зависят от качества обслуживания электрооборудования.

На предприятиях электрооборудование обычно обслуживается персоналом электроцеха, в задачи которого входят проведение качественного ремонта (капитального и текущего), а также профилактических испытаний и проверок.

В состав электроцеха входят специализированные группы или участки по эксплуатации подстанций и высоковольтных сетей, осветительных электроустановок, силовых сетей, ремонту электродвигателей, зарядных и преобразовательных установок, а также

электротехническая лаборатория и лаборатория контрольно-измерительных приборов.

В функции подразделений по электрохозяйству службы главного энергетика предприятия входят:

- содержание в должном техническом состоянии электроустановок и электрооборудования;
- обеспечение выработки, приема и распределения электроэнергии;
- организация бесперебойной подачи электроэнергии к рабочим местам и оборудованию цехов;
- разработка планов предупредительных ремонтных работ электрооборудования и организация их производства;
- внедрение новых видов оборудования и модернизация существующего;
- обеспечение безопасной эксплуатации электрооборудования;
- устранение аварий;
- внедрение мероприятий по уменьшению потерь электроэнергии;
- экономное и рациональное использование электрической и других видов энергии.

Электроремонтный цех, в состав которого входят электроремонтная мастерская и участок ремонта, служит для поддержания электрооборудования предприятия в нормальном техническом состоянии. В электроремонтном цехе проводят капитальный ремонт электрооборудования, изготавливают запасные части к электрической аппаратуре, выполняют ремонтные работы, которые не могут проводиться службами цехов.

В электротехнической лаборатории с отделами релейной защиты и электрических измерений проводят наладочные работы и испытания электрооборудования после капитального ремонта, а также периодические профилактические измерения.

Группа энергонадзора обеспечивает безопасную эксплуатацию электрооборудования в целях исключения случаев электротравматизма на производстве. Техническое бюро обеспечивает производственные участки следующей необходимой технической документацией на электрооборудование:

- паспортными картами оборудования с указанием технических характеристик с приложением протоколов и актов испытаний, ремонта и ревизии оборудования;
- чертежами подземных кабельных трасс и заземляющих устройств;
- чертежами электрооборудования, комплектами чертежей запасных частей.

На основе анализа этой технической документации выявляют и устраняют неисправности, ведут более экономичный режим работы электрооборудования. Проведение группой планово-предупредительного ремонта (ППР) профилактических мероприятий (осмотров, измерений, испытаний) и ремонта электрооборудования обеспечивает его высокую эксплуатационную надежность.

Большое влияние на надежность работы электрооборудования и аппаратов оказывают условия эксплуатации: продолжительные перегрузки, вибрация, пыль, влага, которые могут привести в конечном счете к выходу из строя электрооборудования, а иногда и к аварии.

Постоянный контроль за режимом работы электрооборудования осуществляет дежурный персонал, который немедленно принимает меры по ликвидации аварийного положения и восстановления нормального режима работы. Для предотвращения аварийных ситуаций на предприятиях организуют противоаварийные тренировки на заранее разработанных схемах или макетах действующих электроустановок и электрооборудования, в ходе которых оперативный и дежурный персонал изучает способы предупреждения и ликвидации аварий, приобретает практические навыки самостоятельных действий в аварийной обстановке.

Важную роль в организации технического обслуживания электрооборудования подстанций играет обслуживающий персонал. Основная задача обслуживающего персонала заключается в организации такого технического обслуживания, при котором полностью отсутствовали бы производственные простои из-за неисправности электрооборудования. При этом должны выполняться следующие условия:

- сохранность электрооборудования в течение длительного времени эксплуатации или хранения;
- минимальный расход электроэнергии и эксплуатационных материалов;
- надлежащее содержание и хранение технической документации;
- выполнение соответствующих правил безопасности.

В обязанности персонала энергетической службы предприятия входит обеспечение:

- выработки, распределения, преобразования и учета всех видов энергии и энергоносителей; контроля и необходимой регулировки их параметров, контроля за режимами работы электрооборудования (оперативный персонал);
- выполнения работ по техническому обслуживанию закрепленного за ним электрооборудования (эксплуатационный персонал);
- выполнения работ по ремонту электрооборудования (ремонтный персонал).

Далее приведен перечень работ, проводимых в период технического обслуживания трансформаторных подстанций.

1. Осмотр после стихийных явлений (осматривают все трансформаторные подстанции, находящиеся в зоне стихийных явлений).

2. Осмотр трансформаторных подстанций после каждого случая:

- срабатывания выключателей трансформаторных подстанций на отключение КЗ (включение на КЗ);

- перегорания предохранителей.

3. Осмотр жизненно важных объектов.

4. Проверка целостности заземления трансформаторных подстанций.

5. Измерение токовой нагрузки на вводах 0,4 кВ силового трансформатора и отходящих линий.

6. Измерение напряжения на шинах 0,4 кВ.

7. Измерение уровня тока КЗ или сопротивления цепи «фаза — нуль» отходящих линий 0,4 кВ.

8. Измерение сопротивления заземления или напряжения прикосновения к оболочкам и заземленным элементам.

9. Очистка изоляции оборудования трансформаторных подстанций, аппаратов, баков и арматуры от пыли и грязи.

10. Зачистка, смазка и затяжка контактных соединений.

11. Устранение разрегулировки механизмов приводов и контактной части выключателей и разъединителей (выключателей нагрузки).

12. Смазка шарнирных соединений и трущихся поверхностей оборудования.

13. Обновление и замена диспетчерских надписей, мнемонических схем, предупредительных плакатов и знаков безопасности в распределительных устройствах 0,4 ... 10,0 кВ.

14. Замена плавких вставок предохранителя.

15. Доливка трансформаторного масла.

Техническое обслуживание трансформаторных подстанций выполняется в период эксплуатации электрооборудования с соблюдением нормального режима работы. Для этого разрешается использовать перерывы в работе, нерабочие дни смены.

В качестве планирования работ по техническому обслуживанию и ремонту электрических подстанций и ЛЭП составляют:

- годовой план-график;

- многолетний план-график;

- план-график отключений;

- отчет по техническому обслуживанию.

Планы-графики годовые и многолетние составляют согласно методическим рекомендациям. На основе технического состояния,

условий эксплуатации и многолетнего плана-графика составляют годовой план-график. Ведомость ремонтных работ составляют на основании журнала дефектов и листов осмотра, в ведомости учитывают также среднестатистический объем ремонта. По ведомости ремонтных работ в плане-графике составляют потребность в технике, материальных и трудовых затратах и составляют сметы.

Испытания электрооборудования обычно проводят во время ремонтных работ. Причем испытания электрооборудования могут проводить только те компании, которые аттестованы Главгосэнергонадзором России.

4.2. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ИЗМЕРЕНИЯ И ДИАГНОСТИКА СОСТОЯНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

Обеспечение надежной работы и безопасной эксплуатации электрооборудования, предупреждение наступления аварийных ситуаций регламентируется ПТЭЭП.

На основе этого документа осуществляется организация технического обслуживания электрооборудования подстанций, составной частью которого являются электрические измерения и диагностика состояния электрооборудования.

Диагностика состояния электрооборудования выполняется как на основе непосредственных электрических измерений, так и путем измерения косвенных характеристик работы электрооборудования, в частности температуры поверхности электроустановки или ее элементов. В последнем случае наибольший приоритет имеет бесконтактный тепловой неразрушающий контроль.

Традиционные методы контроля электрооборудования, как правило, ориентированы на временный вывод его из работы. Тепловизионная диагностика позволяет выполнять контроль состояния электрооборудования в процессе его работы, выявлять многие дефекты на ранней стадии их развития, а также определять остаточный ресурс электрооборудования на последующие годы.

Тепловизионная диагностика обеспечивает выявление и оценку опасности дефектов, на основе которых разрабатывают рекомендации по предотвращению их развития, а также созданию компьютерного архива результатов контроля для последующего анализа и прогнозирования технического состояния и планирования эксплуатационных мероприятий.

В последнее время увеличилась тенденция проведения ремонта электрооборудования по результатам профилактического контроля и мониторинга на основе использования неразрушающих методов и средств, а не в зависимости от продолжительности эксплуатации электрооборудования, как указано в рекомендациях ППР.

Тепловизионная диагностика стала основой для организации надежного наблюдения за техническим состоянием электрооборудования, так как позволяет производить оценку работоспособности электрооборудования в процессе его эксплуатации без снятия напряжения.

Применение тепловизионной диагностики обеспечивает выявление проблем конструктивного и технологического характера на ранней стадии с опережающим принятием необходимых мер и позволяет переходить от ППР к ремонту по состоянию.

На электрических подстанциях могут иметь место как повреждения (нарушения исправности электрооборудования), так и его отказы (нарушение работоспособности). Отказы классифицируют по следующим признакам:

- кратковременные и длительные от нормируемых значений;
- внезапные кратковременные перерывы электроснабжения или глубокие посадки напряжения;
- внеплановые перерывы электроснабжения;
- внезапные длительные перерывы электроснабжения;
- ограничения электроснабжения по мощности или по электроэнергии.

Опыт эксплуатации показал, что развитие аварий происходит в большинстве случаев при неправильной работе устройств релейной защиты и автоматики, при ошибочных действиях оперативного персонала, а также при недостаточной надежности применяемых схем электроснабжения и самого электрооборудования.

Для предупреждения отказов и определения оптимальных сроков ремонта электрооборудования выполняют следующие основные мероприятия:

- разрабатывают программу технической диагностики по видам электрооборудования;
- устанавливают очередность внедрения диагностических методов для различных видов электрооборудования;
- выполняют тщательный анализ причин отказов и характера повреждений электрооборудования.

Отказы электрооборудования влияют на его срок службы, зависящий от многих факторов:

- качества проектирования и изготовления электрооборудования;

- условий эксплуатации (температуры, влажности, высоты над уровнем моря и др.);
- соблюдения режимов работы электрооборудования (значений тока и напряжения, длительности режимов и др.);
- качества электроэнергии, т. е. обеспечения нормированных показателей качества электроэнергии (уровней несимметрии, несинусоидальности и др.);
- квалификации обслуживающего персонала.

Слабым местом электрооборудования является его изоляция, старение которой зависит от многих факторов. Больше всего на срок службы изоляции влияют тепловое старение (зависимость от температуры) и механическая нагрузка (электродинамическая стойкость).

На рис. 4.1 показана зависимость интенсивности отказов электрооборудования от времени, где I — период приработки нового электрооборудования; II — период его нормальной эксплуатации; III — период старения электрооборудования.

Для сохранения электрооборудованием своего срока службы, необходимо, чтобы оно эксплуатировалось при нормальных режимах, имело систематическое и обоснованное техническое обслуживание и своевременный ремонт.

Время вывода электрооборудования в ремонт ранее определялось в основном в соответствии с ППР, основным технико-экономический критерий которого — минимум простоев электрооборудования на основе жесткой регламентации ремонтных циклов.

Таким образом, после определенного заранее заданного, но практически научно необоснованного времени электрооборудование должно было выводиться в ремонт.

Опыт применения системы ППР показал, что в новых экономических условиях эта система не обеспечивает принятия оптималь-

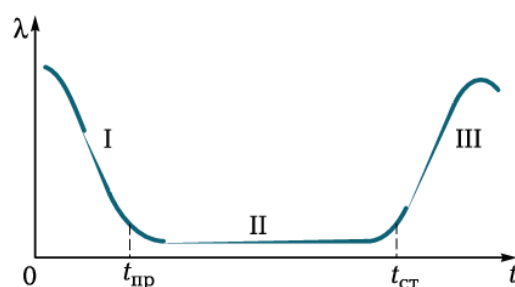


Рис. 4.1. Зависимость интенсивности отказов λ электрооборудования от времени:

$t_{пр}$, $t_{ст}$ — время приработки и старения соответственно; I — период приработки нового электрооборудования; II — период его нормальной эксплуатации; III — период старения электрооборудования

ных решений. Дело в том, что система ППР появилась и полностью себя оправдывала, когда парк электрооборудования был сравнительно невелик. Однако и тогда сроки вывода электрооборудования в ремонт были приняты на основании опыта эксплуатации, а не на анализе статистических данных по каждому виду электрооборудования.

В настоящее время парк электрооборудования огромен и с таким количеством электрооборудования существующему нормативному документу, каким является ППР, справиться практически нереально: его необходимо дополнять, дорабатывать и обновлять.

Таким образом, существующая система ППР стала неадекватной изменившимся условиям функционирования электроэнергетики и эксплуатации оборудования и вошла в противоречие с рыночными механизмами производственно-хозяйственной деятельности объектов энергетики.

Поэтому на современном этапе развития энергетической отрасли одной из ее основных проблем стало совершенствование системы технического обслуживания и ремонта электрооборудования.

Переход на технологию обслуживания «по состоянию» позволяет:

- контролировать реальное текущее техническое состояние электрооборудования и качество его ремонта;
- уменьшить финансовые и трудовые затраты при эксплуатации электрооборудования;
- продлить межремонтный период и срок службы электрооборудования;
- сократить потребность в запасных частях, материалах и оборудовании;
- планировать сроки и содержание технического обслуживания и ремонта;
- осуществлять подготовку к вводу в работу систем непрерывной диагностики.

Поэтому современным универсальным средством диагностирования электрооборудования стала инфракрасная термография, которая обеспечивает контроль состояния электрооборудования без вывода его из работы, увеличение его ресурса за счет выявления дефектов на ранней стадии их развития, уменьшение потерь электроэнергии в контактных соединениях в результате своевременного ремонта контактов и др.

При инфракрасной термографии (тепловизионном контроле) выявляют многие неисправности электрооборудования, в качестве примера которых далее приведены только некоторые из них:

- в силовых трансформаторах (определение нарушения в работе систем охлаждения);
- разъединителях (определение нарушения в работе разъемных контактных соединений);
- измерительных трансформаторах тока и напряжения (определение нарушений в работе наружных и внутренних контактных соединений);
- кабельных линиях (определение нарушений контактных соединений) и др.

К современным диагностическим средствам измерений относятся: инфракрасные камеры (тепловизоры); инфракрасные термометры (пирометры); измерители частичных разрядов и др.

Принцип действия тепловизоров и пирометров основан на способности материалов фиксировать тепловое излучение в инфракрасном диапазоне, интенсивность которого зависит в основном от его температуры.

Тепловизионные устройства позволяют «увидеть» картину теплового излучения электрооборудования или его частей. Разной температуре испытуемого электрооборудования соответствует разный цвет изображения на дисплее тепловизора или пирометра.

Тепловизионные устройства используют для проверки тепловых режимов и обнаружения изменения температуры электрооборудования. Подобные изменения позволяют судить о неисправности электрооборудования до его отказа или фиксировать наличие проблем для выполнения соответствующего технического обслуживания во время плановых осмотров и ремонта.

Далее в качестве примера приведены краткие технические характеристики тепловизоров компании *Fluke*, которая в настоящее время является мировым лидером в области производства компактных профессиональных тепловизионных устройств.

На рис. 4.2 показан общий вид тепловизора *Fluke Ti401 PRO*, предна-



Рис. 4.2. Тепловизор *Fluke Ti401 PRO*

значенного для специалистов, специализирующихся в сфере энергетики, или производителей, чья работа связана с контролем температуры различного электрооборудования.

Использование этого прибора позволяет существенно повысить достоверность тепловизионных обследований и ускорить получение результатов. Тепловизор Fluke Ti401 PRO с разрешением 640×480 пикселей имеет такой же уровень защиты корпуса и простоты эксплуатации, что и все приборы Fluke, но его снимки более четкие и резкие, а результаты температурных измерений более точные. Прибор оснащен широко применяемой пистолетной рукояткой, обеспечивающей управление одной рукой. Пользуясь горизонтальным ЖК-экраном с диагональю 3,5", можно быстро обнаружить и проанализировать проблемную зону.

Прибор имеет следующие технические характеристики:

- нижний предел температурного диапазона — $-20\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- верхний предел температурного диапазона — $+650\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- точность (погрешность) — $\pm 2\%$ или $2\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- спектральная чувствительность — $7,5...14,0\text{ мкм}$;
- температурная чувствительность — $0,075\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- класс защиты — IP54;
- питание — аккумуляторная батарея;
- габаритные размеры — $277 \times 122 \times 167\text{ мм}$;
- масса — $1,04\text{ кг}$;
- назначение тепловизора — диагностический.

Главным преимуществом тепловизоров Fluke является запатентованная технология, соединяющая инфракрасное и визуальное изображения в одно, что способствует более легкому обнаружению и оперативной диагностике проблем. Инфракрасные термометры (пирометры) в отличие от инфракрасных камер (тепловизоров), которые контролируют состояние целых объектов, предназначены для диагностики электрооборудования подстанций в точке или в небольшой области. Для последнего используют пирометры с лазерным прицелом.

Таким образом, тепловизионная диагностика позволяет осуществить переход к новой форме эксплуатации электрооборудования, согласно которой вывод электрооборудования в ремонт проводят исходя из действительного его технического состояния. При эксплуатации электрооборудования тепловизионная диагностика применяется в следующих случаях:

- для определения технического состояния при плановом контроле;
- определения причин возникновения отказов или нарушения нормальной работы электрооборудования;

- для определения сроков текущих и капитальных ремонтных работ;
- при проведении текущих и капитальных ремонтных работ.

Затраты времени и средств на тепловизионную диагностику окупаются в результате снижения трудоемкости и затрат на проведение текущих и капитальных ремонтных работ электрооборудования. Это связано с тем, что текущий и капитальный ремонт проводится не по заранее составленным графикам ремонта, а только при необходимости, т. е. по техническому состоянию электрооборудования. Хотя графики проверки электрооборудования на подстанции составляются, но необходимость ремонта конкретной единицы электрооборудования определяется ее техническим состоянием.

Для принятия правильных решений необходимо иметь полную и достоверную информацию о контролируемых объектах и процессах. Поэтому важно корректно выбрать средства измерения, учесть конкретные их метрологические и эксплуатационные характеристики и особенности.

С появлением новых измерительных средств изменяется в определенной мере и подход к процессам измерения и контроля. Так, современная диагностика решает такие важные задачи, как определение технического состояния электрооборудования, предупреждение аварий, повышение эффективности ремонта и снижение числа необоснованных разборок электрооборудования. Кроме того, современные средства измерения дают оценку остаточного ресурса электрооборудования, что особенно важно для электрооборудования, которое уже отработало свой нормативный срок службы.

Полноценную информацию о действительном состоянии электрооборудования в настоящее время дает его тепловизионный контроль. При этом совершенствуется и система нормативных параметров для оценки состояния электрооборудования, находящегося в эксплуатации.

Управление работой электрических подстанций требует непрерывного контроля за ее режимом, включающим в себя:

- контроль за параметрами основного и вспомогательного оборудования;
- контроль за состоянием этого оборудования.

Для проведения контроля на электрических подстанциях в настоящее время используют измерительные приборы четырех типов:

- 1) показывающие аналоговые и цифровые для визуального наблюдения за параметрами режима;
- 2) регистрирующие (самопишущие) для непрерывной графической или цифровой записи параметров в нормальном режиме;

3) интегрирующие (счетчики) для суммирования показаний во времени;

4) фиксирующие (осциллографы, специальные с ускоренной записью событий и др.) для графической записи параметров в аварийных условиях.

Проведение измерений диктуется необходимостью:

- обеспечения безопасности электрооборудования;
- снижения вероятности аварийных ситуаций;
- правильности выбранных параметров электрооборудования (например, сечений проводов и жил кабелей);
- выяснения причин отказов и неправильной работы электрооборудования;
- получения протоколов измерений достоверной перегрузочной способности электрооборудования и др.

В системах электроснабжения основными являются следующие измерения: тока, напряжения, активной и реактивной мощности и электроэнергии, активного, реактивного и полного сопротивления, частоты, коэффициента мощности и др.

Для этой цели применяют соответствующие электроизмерительные приборы: амперметры, вольтметры, ваттметры, омметры, счетчики и др. При необходимости измерения какой-либо величины без разрыва цепи используют специальные измерительные клещи.

Применяемые электроизмерительные приборы классифицируют по различным признакам: по принципу действия, точности, роду тока, роду измеряемой величины и др. На шкалу электроизмерительных приборов наносят обозначения, определяющие систему прибора и его техническую характеристику.

Важной частью электрических измерений на подстанциях являются измерения электроэнергии и мощности, выполняемые с помощью счетчиков электроэнергии. Учет электроэнергии состоит из двух видов: технического (контрольного) и коммерческого (расчетного). Расчетный учет необходим для осуществления денежных расчетов с энергоснабжающей организацией и выполняется он с помощью счетчиков класса точности 0,5 или 0,5S.

Для повышения точности расчетов и удобства обслуживания потребителей введены автоматизированные информационно-измерительные системы коммерческого учета электроэнергии (АИИСКУЭ), используемые в финансовых расчетах (класс точности их не менее 1,0). Указания по установке, размещению, замене и безопасному обслуживанию счетчиков даны в ПУЭ.

Для производства различных измерений наряду со стрелочными используют и цифровые приборы, отличающиеся высоким классом

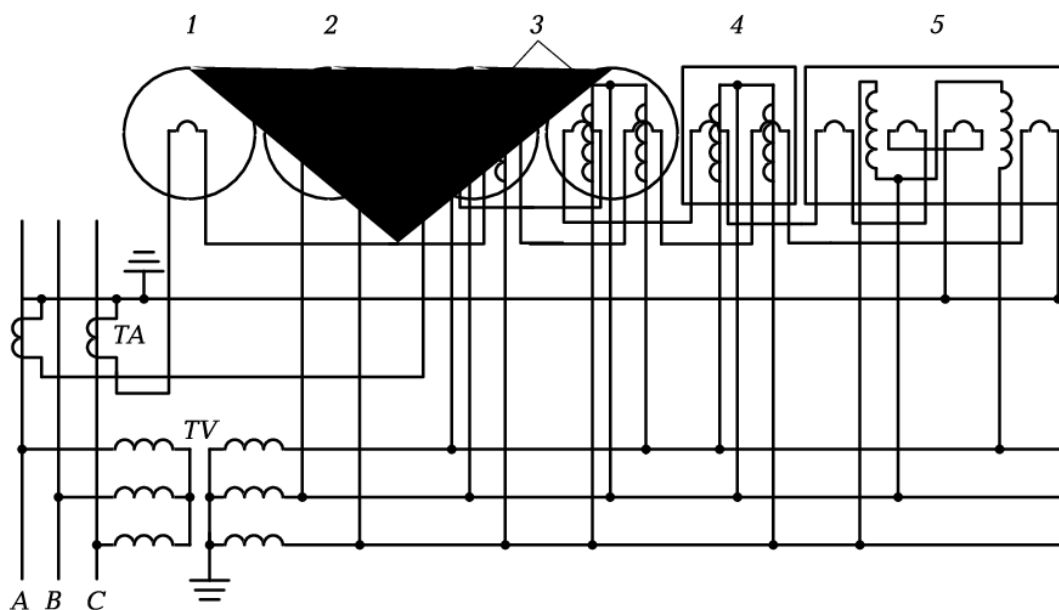


Рис. 4.3. Схема включения электроизмерительных приборов на трансформаторе главной понизительной подстанции:

1 — амперметр; 2 — вольтметр; 3 — ваттметры; 4 — счетчик активной энергии; 5 — счетчик реактивной энергии; A, B, C — фазы; TA — измерительный трансформатор тока; TV — измерительный трансформатор напряжения

точности (0,2 и 0,5), быстрой настройкой, широким диапазоном рабочих температур, большим сроком службы и др. Для проверки пригодности приборов периодически выполняют их поверку, т. е. определяют их действительную погрешность.

К электроизмерительным приборам предъявляют определенные требования. Они должны обеспечивать:

- гарантированную точность;
- высокую чувствительность и надежность;
- широкий диапазон рабочих температур;
- высокий уровень пыле- и влагозащищенности;
- устойчивость к воздействию электромагнитных полей и др.

На рис. 4.3 показана схема включения электроизмерительных приборов на трансформаторе главной понизительной подстанции со стороны напряжения 6 (10) кВ. Токовые цепи приборов подключены к трансформаторам тока фаз A и C; в фазе B трансформатор тока не предусматривается. Вторичные обмотки трансформаторов тока и напряжения заземлены в целях безопасности.

В ПУЭ указаны общие требования, предъявляемые к средствам измерения. Подробные сведения по электроизмерительным приборам приведены в специальной литературе.

4.3. ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПРАВИЛ ТЕХНИЧЕСКОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП) содержат три раздела:

- 1) «Организация эксплуатации электроустановок»;
- 2) «Электрооборудование и электроустановки общего назначения»;
- 3) «Электроустановки специального назначения».

Первый раздел посвящен обязанностям и ответственности потребителей за выполнение правил, приемке в эксплуатацию электроустановок, требованиям к персоналу и его подготовке, управлению электрохозяйством, техобслуживанию, ремонту, модернизации и реконструкции, правилам безопасности и технической документации.

Второй раздел посвящен силовым трансформаторам, реакторам, распределительным устройствам и подстанциям, воздушным и кабельным линиям электропередачи, электродвигателям, релейной защите, автоматике, телемеханике и вторичным цепям, заземляющим устройствам, защите от перенапряжений, конденсаторным и аккумуляторным установкам, средствам контроля, измерений и учета и электрическому освещению.

Третий раздел посвящен электросварочным и электротермическим установкам, электроустановкам во взрывоопасных зонах, методическим указаниям по испытаниям электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей.

Шесть приложений ПТЭЭП содержат следующие материалы:

- заявление-обязательство о возложении ответственности;
- примерный порядок технического диагностирования электроустановок потребителей;
- нормы испытаний электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей;
- допустимое повышение напряжения промышленной частоты оборудования при оперативных переключениях и в аварийных режимах;
- характеристику взрывонепроницаемых соединений взрывозащищенного электрооборудования;
- пример установки эластичных колец на взрывозащищенном электрооборудовании.

Требования ПТЭЭП призваны продлить срок эксплуатации электрооборудования, обеспечить рациональное и безопасное при-

менение электроустановок. При использовании ПТЭЭП необходимо учитывать следующие положения.

Во-первых, ПТЭЭП должны соблюдаться потребителями и отдельными организациями, на которые распространяются ПТЭЭП. Причем потребителями являются владельцы электроустановок напряжением выше 1 000 В.

Во-вторых, существуют установленные требования, на основании которых производится учет и расследование нарушений ПТЭЭП.

В-третьих, у потребителя должны быть в наличии сертификаты соответствия на все оборудование, а также специальные сертификаты соответствия на оборудование, подлежащее обязательной сертификации.

В ПТЭЭП указаны также основные обязанности потребителя и ответственного за электрохозяйство.

Потребитель обязан обеспечить:

- 1) содержание электроустановок в работоспособном состоянии и их эксплуатацию в соответствии с требованиями ПТЭЭП, правил безопасности и других нормативно-технических документов (НТД);
- 2) своевременное и качественное проведение технического обслуживания, ППР, испытаний, модернизации и реконструкции электроустановок и электрооборудования;
- 3) подбор электротехнического и электротехнологического персонала, периодические медицинские осмотры работников, проведение инструктажей по безопасности труда, пожарной безопасности;
- 4) обучение и проверку знаний электротехнического и электротехнологического персонала;
- 5) надежность работы и безопасность эксплуатации электроустановок;
- 6) охрану труда электротехнического и электротехнологического персонала;
- 7) охрану окружающей среды при эксплуатации электроустановок;
- 8) учет, анализ и расследование нарушений в работе электроустановок, несчастных случаев, связанных с эксплуатацией электроустановок, и принятие мер по устранению причин их возникновения;
- 9) представление сообщений в органы Госэнергонадзора об авариях, смертельных, тяжелых и групповых несчастных случаях, связанных с эксплуатацией электроустановок;
- 10) разработку должностных, производственных инструкций и инструкций по охране труда для электротехнического персонала;
- 11) укомплектование электроустановок защитными средствами, средствами пожаротушения и инструментом;

12) учет, рациональное расходование электрической энергии и проведение мероприятий по энергосбережению;

13) проведение необходимых испытаний электрооборудования, эксплуатацию устройств молниезащиты, измерительных приборов и средств учета электрической энергии;

14) выполнение предписаний органов государственного энергетического надзора.

Ответственный за электрохозяйство обязан выполнять следующие виды работ:

- организовать разработку и ведение необходимой документации по вопросам организации эксплуатации электроустановок;
- организовать обучение, инструктирование, проверку знаний и допуск к самостоятельной работе электротехнического персонала;
- организовать безопасное проведение всех видов работ в электроустановках, в том числе с участием командированного персонала;
- обеспечить своевременное и качественное выполнение технического обслуживания, ППР и профилактических испытаний электроустановок;
- организовать проведение расчетов потребности потребителя в электрической энергии и осуществлять контроль за ее расходом;
- участвовать в разработке и внедрении мероприятий по рациональному потреблению электрической энергии;
- контролировать наличие, своевременность проверок и испытаний средств защиты в электроустановках, средств пожаротушения и инструмента;
- обеспечить установленный порядок допуска в эксплуатацию и подключения новых и реконструированных электроустановок;
- организовать оперативное обслуживание электроустановок и ликвидацию аварийных ситуаций;
- контролировать правильность допуска персонала строительно-монтажных и специализированных организаций к работам в действующих электроустановках и в охранной зоне ЛЭП.

Перед опробованием и приемкой оборудования должны быть подготовлены условия для надежной и безопасной эксплуатации электрообъекта:

- укомплектован, обучен (с проверкой знаний) электротехнический и электротехнологический персонал;
- разработаны и утверждены эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда и оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности;

- подготовлены и испытаны защитные средства, инструмент, запасные части и материалы;
- введены в действие средства связи, сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения и вентиляции.

Электротехнологический персонал должен иметь достаточные навыки и знания для безопасного выполнения работ и технического обслуживания закрепленной за ним установки. Он должен осуществлять обслуживание электротехнологических установок, а также сложного производственно-технологического оборудования, при работе которого требуется постоянное техническое обслуживание и регулировка электроаппаратуры, электропривода, переносного инструмента и т. д.

Ответственность потребителя за выполнение ПТЭЭП состоит в следующем:

- при использовании электроустановки на производстве потребитель должен знать, что всю работу с этими электроустановками обязан выполнять обученный персонал с соответствующей квалификацией или компания, заключившая договор с данным производством;
- проводить с определенной периодичностью техническое обслуживание и ремонтные работы имеющегося оборудования;
- проводить медосмотр нанятого персонала, а также соблюдать охрану окружающей среды при эксплуатации электроустановок;
- оборудовать электроустановки необходимыми средствами защиты, в том числе средствами пожарной безопасности;
- получить разрешение на самостоятельную эксплуатацию электрооборудования без использования технического персонала в случае нахождения электроустановки в пользовании у одного потребителя в его собственном хозяйстве.

Технический персонал имеет указания, в соответствии с которыми он обязан эксплуатировать электроустановку, используемую на производстве, при следующих условиях:

- все сотрудники обслуживающего персонала должны владеть требуемыми навыками для работы с оборудованием;
- на производстве обязательно должна быть группа по электробезопасности, которая по необходимости и в плановом порядке должна проводить инструктаж по охране труда;
- обязательно должны проводиться проверки знаний норм, правил по охране труда и противопожарной безопасности.

Система управления электрохозяйством потребителя электрической энергии должна обеспечить:

- повышение надежности работы оборудования;

- повышение безопасности и безаварийной работы оборудования;
- контроль технического состояния электроустановок и эксплуатации источников электроэнергии, работающих автономно;
- проведение мероприятий по энергосбережению, которые позволят более рационально использовать электроэнергию;
- модернизацию имеющегося оборудования, а также обновление основных производственных фондов путем технического перевооружения и реконструкции;
- повышение квалификации персонала, распространение передовых методов труда, развитие рационализации и изобретательства;
- освоение и внедрение новой техники, которая позволит улучшить качество работы электрохозяйства;
- управление электрохозяйством путем использования собственных источников энергии оперативно-диспетчерским путем.

Выводы. Любой пользователь электроустановок должен соблюдать все меры предосторожности и условия безопасности, которые предписаны в правилах. Технический персонал должен быть подобран в соответствии с имеющимися навыками и необходимой квалификацией, что поможет обеспечить безопасное использование электрооборудования.

Безопасная эксплуатация электроустановок призвана помочь потребителю избежать непредвиденных и опасных ситуаций на производстве.

4.4. ОХРАНА ТРУДА И ПОЖАРНАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ И ОБСЛУЖИВАНИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Охрана труда и пожарная безопасность должны соответствовать требованиям нормативно-технической документации: ГОСТам, СНиПам, РД, СП, ПУЭ и т. д.

Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок распространяются на работников организаций независимо от форм собственности и организационно-правовых форм и других физических лиц, занятых техническим обслуживанием электроустановок, проводящих в них оперативные переключения, организующих и выполняющих строительные, монтажные, наладочные, ремонтные работы, испытания и измерения.

При этом электроустановки должны находиться в технически исправном состоянии, обеспечивающем безопасные условия труда, и должны быть укомплектованы испытанными, готовыми к использованию защитными средствами, а также средствами оказания первой медицинской помощи в соответствии с действующими правилами и нормами. Ответственность за состояние охраны труда в организации несет работодатель.

В Межотраслевых правилах по охране труда рассмотрены также следующие вопросы:

- организационные мероприятия, обеспечивающие безопасность работ;
- технические мероприятия, обеспечивающие безопасность работ со снятием напряжения;
- меры безопасности при выполнении отдельных работ;
- испытания и измерения и др.

В *Инструкции по охране труда при обслуживании электроустановок* приведены основные требования по организации и проведению безопасных работ по обслуживанию электрооборудования.

Инструкция состоит из пяти разделов, включающих:

- общие требования охраны труда;
- требования охраны труда перед началом работы;
- требования охраны труда во время работы;
- требования охраны труда в аварийных ситуациях;
- требования охраны труда по окончании работ.

К техническому обслуживанию допускаются лица старше 18 лет, прошедшие медосмотр, теоретическое и практическое обучение и проверку знаний требований охраны труда.

Это связано с тем, что при выполнении электротехнических работ возможно воздействие на обслуживающий персонал различных опасных и вредных производственных факторов (повышение или понижение температуры поверхности оборудования, поражение электрическим током, термические ожоги и др.).

Основные требования по охране труда перед началом работы:

- проверка исправности инструмента и контрольно-измерительных приборов;
- проведение необходимых отключений и принятие мер, чтобы эти отключения были одноразовыми;
- вывешивание, где это требуется, плакатов: «Не включать! Работают люди!» и др.;
- выполнение технических мероприятий, обеспечивающих безопасность производства работ, указанных в наряде или распоряжении.

Основные требования по охране труда во время работы:

- проверка соответствия готовности рабочего места указаниям наряда, распоряжения;
- проведение инструктажа членов бригады;
- осуществление контроля за членами бригады во время работы, за сохранностью плакатов, заземлений и других средств защиты;
- выполнение ремонтных работ в распределительных устройствах и щитках напряжением до 1 000 В, производимых по наряду, как правило, двумя работниками;
- вывешивание плакатов на всех устройствах, к которым может быть подано напряжение;
- выполнение измерений (в диэлектрических перчатках);
- оказание необходимой помощи пострадавшим при поражении электрическим током и при необходимости вызов скорой помощи.

Особые требования необходимо выполнять при работах со взрывоопасными установками.

Основные требования по охране труда в аварийных ситуациях:

- прекращение работы и подачи электроэнергии при возникновении аварийной ситуации (возгорание, появление дыма и др.) и выход из опасной зоны;
- использование специальных огнетушителей при возникновении пожара на электроустановках и при необходимости вызов пожарной бригады;
- оказание помощи пострадавшим при поражении электрическим током и вызов скорой помощи.

Основные требования по охране труда по окончании работ:

- снятие ограждений и запрещающих знаков;
- сообщение ответственному работнику, обслуживающему объект, об окончании работ.

В Правилах пожарной безопасности в Российской Федерации указывается, для кого эти Правила являются обязательными, кто несет ответственность за нарушение этих Правил, а также о необходимости разработки инструкций о мерах пожарной безопасности для каждого взрывопожароопасного и пожароопасного участка.

В Правилах рассмотрены также объекты, для которых необходимо строго выполнять предусмотренные меры по пожарной безопасности. К ним относятся населенные пункты, здания для проживания людей, детские дошкольные учреждения, научные учреждения и учебные заведения, культурно-просветительные и зрелищные учреждения, объекты торговли, промышленные предприятия и многие другие.

Кроме того, в Правилах указывается о необходимости соответствующего обучения работников и обязательного прохождения ими инструктажа по пожарной безопасности для получения допуска к работе.

Опыт эксплуатации и обслуживания электроустановок показывает, что главными причинами пожаров и взрывов являются нарушения требований пожарной безопасности, изложенных в инструкциях и ПТЭЭП, недостаточная квалификация обслуживающего персонала, нарушение норм и условий хранения легковоспламеняющихся и взрывоопасных веществ, неисправность электрических установок, повышенные температурные режимы, неосторожное обращение с огнем и многие другие.

Сюда относятся недопустимые опасные перегревы обмоток и магнитопроводов трансформаторов, двигателей и других приемников электроэнергии.

Очагами повышенного нагрева являются также контактные соединения с большим переходным сопротивлением, в которых длительно протекают токи замыкания вследствие несрабатывания защиты.

Чтобы избежать появления в электрооборудовании факторов пожарной опасности, необходимо его выбирать в строгом соответствии с требованиями ПУЭ и другими нормативными документами.

Существуют разные средства прекращения горения, имеющие определенные области применения, но наиболее распространенным средством является вода. Однако не всегда можно тушить пожар водой.

Нельзя, например, применять воду при тушении пожаров в электроустановках, находящихся под напряжением. Тушение пожара в этих случаях выполняют по специальной инструкции, применяя определенную методику и соблюдая требуемую последовательность действий.

В помещениях, где находятся особо опасные в пожарном отношении участки, оборудуют специальные установки, осуществляющие автоматическое тушение пожара.

Учитывая факторы пожарной опасности электроустановок, ПУЭ и ПТЭЭП рекомендуют принимать во внимание допустимые температуры нагрева отдельных частей электрооборудования и их контактов, которые необходимо учитывать при эксплуатации.

Наиболее широко в настоящее время применяют современные огнетушители. С их помощью можно быстро ликвидировать очаг возгорания или локализовать огонь до прибытия пожарной команды. В качестве огнетушителей применяют углекислотные огнету-

шители, а также огнетушители, огнетушащее вещество которых образуется в виде химической пены.

Важную роль по предупреждению пожаров и своевременному обнаружению и вызову пожарных подразделений играет пожарная связь и сигнализация, основными задачами которых являются:

- своевременное обнаружение пожара;
- раннее оповещение противопожарных служб;
- начало активного пожаротушения на начальной стадии развития пожара.

Пожарная связь обеспечивает извещение о пожаре и вызов противопожарных служб, диспетчерскую связь по управлению силами и средствами пожаротушения и оперативную связь подразделений во время тушения пожара. Она осуществляется по городской или специальной сети или коротковолновыми приемо-передающими системами. Пожарная сигнализация служит для раннего обнаружения загорания и сообщения о месте его возникновения и состоит из извещательной, линейной связи и приемной станции.

Инструкция о мерах пожарной безопасности при эксплуатации электроустановок разработана в соответствии с ПТЭЭП. Инструкция состоит из пяти частей, включающих:

- общие требования;
- требования пожарной безопасности при эксплуатации электроустановок;
- запрещающие мероприятия при эксплуатации электроустановок;
- порядок действий при пожаре;
- требования безопасности по окончании работы.

Общие требования содержат следующие положения:

- установление общих требований пожарной безопасности при эксплуатации электроустановок на территории и в зданиях организации. Инструкция является обязательной для исполнения всеми работающими. Лица, нарушающие эти требования, несут ответственность в соответствии с законами РФ;
- допуск к работе для всех работников после прохождения ими противопожарного инструктажа и успешной аттестации по профессиональным знаниям;
- обеспечение своевременного проведения профилактических осмотров и ППР электрооборудования, правильного выбора и применения кабелей, электропроводов, светильников в зависимости от окружающей среды, систематического контроля состояния аппаратов защиты от КЗ, исправности установок и средств, предназначенных для ликвидации возгораний и пожаров в электроустановках, кабельных и других помещениях;

- проведение дежурным электриком плановых профилактических осмотров электрооборудования, проверки наличия и исправности аппаратов защиты и принятие мер к устранению нарушений, могущих привести к возгораниям; выполнение записи в журнале об обнаруженных неисправностях и принятии соответствующих мер.

Основные требования пожарной безопасности при эксплуатации электроустановок:

- периодическая проверка знаний правил пожарной безопасности электротехническим персоналом;
- проведение в установленные сроки и при выполнении мер пожарной безопасности плановых ремонтных работ и профилактических осмотров оборудования;
- прокладка проводов и кабелей, труб и коробов с проводами и кабелями по условиям пожарной безопасности в соответствии с требованиями ПУЭ;
- обеспечение защиты негорючими антикоррозийными покрытиями металлических оболочек кабелей и металлических поверхностей, по которым они прокладываются;
- установка в помещениях, доступных для обслуживающего персонала, ВРУ и ГРЩ, отделенных от других помещений перегородками огнестойкости не менее 0,75 ч. Не допускается через эти помещения прокладывать газопроводы и трубопроводы с горючими жидкостями, канализацию и внутренние водостоки;
- выполнение питания противопожарных устройств и охранной сигнализации независимо от категорий по надежности электроснабжения зданий от двух вводов, а при их отсутствии — двумя линиями от одного ввода;
- обеспечение помещений электрощитовых и распределяющих устройств первичными средствами пожаротушения.

К запрещающим мероприятиям при эксплуатации электроустановок относятся:

- использование неисправных приемников, могущих привести к пожару, а также электропроводов и кабелей с поврежденной или потерявшей защитные свойства изоляцией;
- использование поврежденных розеток, рубильников и других электроустановочных изделий.

Порядок действий при пожаре включает в себя следующие мероприятия:

- немедленное отключение от сети электрических устройств при их возгорании при КЗ и сообщение о пожаре в подразделение пожарной охраны; принятие необходимых мер по эвакуации людей, ликвидации или локализации очага возгорания;

- немедленная организация руководителем предприятия: спасения людей в случае угрозы их жизни, проверки включения в работу автоматических систем противопожарной защиты; при необходимости отключения электроэнергии, выполнения мероприятий, предотвращающих развитие пожара и задымления здания, привлечения сил и средств объекта по выполнению необходимых мероприятий по ликвидации пожара.

Основные требования безопасности по окончании работы: отключение электрических устройств и приборов от источника питания; приведение в порядок рабочего места.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Что представляет собой техническое обслуживание электрооборудования?
2. Какие виды технического обслуживания электрооборудования вы знаете и в чем они заключаются?
3. С какой целью проводится техническое обслуживание электрооборудования?
4. Какие обязательные мероприятия предусматривает техническое обслуживание электрооборудования?
5. Какие работы выполняют при текущем ремонте электрооборудования?
6. Какие работы выполняют при капитальном ремонте электрооборудования?
7. Какие существуют основные защитные меры обслуживающего персонала при техническом обслуживании электрооборудования?
8. В чем состоит регламентированное и нерегламентированное техническое обслуживание электрооборудования?
9. Назовите основные задачи обслуживающего персонала при техническом обслуживании электрооборудования.
10. Какие виды диагностики состояния электрооборудования вы знаете?
11. В чем заключается тепловизионная диагностика электрооборудования?
12. Какие основные положения ПТЭЭП вам известны?
13. Назовите главные требования по охране труда при техническом обслуживании электроустановок потребителей.
14. Каковы главные требования по пожарной безопасности при техническом обслуживании электроустановок потребителей?

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ И РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

5.1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ О ТЕХНИЧЕСКОМ ОБСЛУЖИВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЙ

Техническое обслуживание электрических подстанций включает в себя:

- проверку соответствия оборудования подстанций условиям эксплуатации и нагрузки;
- наружный и внутренний осмотр оборудования;
- замену или ремонт неисправных деталей и узлов;
- проверку уровня освещенности помещения;
- соблюдение нормативных правил эксплуатации;
- надзор за работой электрооборудования в целях своевременного обнаружения нарушений в его работе;
- ликвидацию аварийных ситуаций;
- ремонт изоляции;
- ремонт электрооборудования напряжением до и выше 1 000 В;
- снятие и установку средств измерения и др.

К планово-предупредительным работам относятся проверки:

- состояния заземления и заземляющих устройств;
- состояние изоляции обмоток;
- состояния контактных соединений;
- состояния измерительных приборов и сигнализации;
- отсутствия искрения, местного нагрева и следов копоти;
- состояния ограждений, предупредительных знаков и др.

Для обеспечения надежного функционирования электрических подстанций необходимо строго выполнять требуемые операции по их техническому обслуживанию, а также соблюдать относящиеся к ним НТД. Кроме того, следует своевременно проводить планово-предупредительные работы, способствующие бесперебойному функционированию подстанций. Все работы должны выполняться

при полном соблюдении правил техники безопасности и системы контроля качества.

Техническое обслуживание электрических подстанций состоит из множества мероприятий, направленных на предотвращение преждевременного износа элементов и частей электрооборудования. При техническом обслуживании проводится выявление и устранение повреждений электрооборудования подстанций, угрожающих персоналу и населению.

Бригады по техническому обслуживанию должны быть оснащены специализированным автотранспортом, инструментом, средствами связи, техническими документами, должностными и производственными инструкциями.

Работы по техническому обслуживанию высоковольтного оборудования электрических подстанций выполняют по специально разработанному графику.

В случае отсутствия собственной службы эксплуатации, предприятие для проведения технического обслуживания электрооборудования подстанций заключает соответствующий договор с организацией, которая выполняет такие работы.

При заключении такого договора исполняющая организация берет на себя обязательства по поддержанию на собственном складе необходимых запасных частей для электрооборудования, что значительно сокращает время устранения неисправностей, а следовательно, время простоя электрооборудования. Периодичность технического обслуживания определяет ответственный за электрохозяйство на основании паспортов на электрооборудование, а затем утверждает технический руководитель предприятия.

Условно техническое обслуживание электрооборудования, в том числе и электрических подстанций, подразделяют на четыре категории сложности:

- 1-я категория — наружный визуальный осмотр без разборки; проверка соответствия условиям эксплуатации и нагрузки; удаление пыли и протирка оборудования; проверка прочности крепления и затяжка крепежных деталей; контроль отсутствия перегрева; устранение видимых повреждений без разборки; принятие необходимых мер, вплоть до отключения при аварийных ситуациях;
- 2-я категория — все работы по 1-й категории; визуальный осмотр с частичной разборкой оборудования; частичная разборка оборудования; частичная замена креплений; очистка контактных деталей; замена расходных материалов (ламп, стартеров и т. д.), окраска; проверка исправности заземления; контрольные заме-

ры параметров сети; выявление дефектных деталей и узлов, их ремонт или замена;

- 3-я категория — все работы по 2-й категории; снятие и полная разборка оборудования; промывка контактных деталей; замена поврежденных участков сети; защита от механических повреждений; отбраковка и ремонт вышедших из строя деталей и узлов; сборка, наладка и испытания оборудования;
- 4-я категория — все работы по 3-й категории; демонтаж и полная ревизия оборудования; полный ремонт и монтаж электроустановок в рамках отведенного времени.

При техническом обслуживании электрооборудования необходимо особо внимательно отнестись к его ответственной части — контактным соединениям. Это связано с тем, что причинами многих аварий на электрических подстанциях является плохое состояние контактных соединений, которое приводит к нагреву, а в некоторых случаях и к расплавлению металла соприкасающихся поверхностей. Поэтому контактные соединения электрооборудования требуют постоянного наблюдения и ухода.

Техническое обслуживание является надежным, проверенным временем и экономически выгодным комплексом мер для продления рабочего ресурса всего высоко- и низковольтного электрооборудования в период эксплуатации электрических подстанций.

Правильно выполненное по графику техническое обслуживание — основа безопасной эксплуатации подстанции, являющейся одним из главных звеньев системы электроснабжения. Своевременное обслуживание электрических подстанций — гарантия бесперебойного снабжения электроэнергией потребителей, а также снижения расходов на замену электрооборудования.

5.2. ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ И ОПЕРАТИВНЫЕ БЛОКИРОВКИ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПОДСТАНЦИЯХ

При производстве переключений персонал обязан выполнять требования *Инструкции по производству переключений на подстанциях* ОАО «ФСК ЕЭС», четко представляя очередность операций и конечную цель переключений. Оперативные блокировки независимо от способа их организации являются дополнительным средством, препятствующим производству ошибочных операций.

Оперативные переключения. Электрооборудование на подстанциях (силовые трансформаторы, коммутационные аппараты

и др.) может находиться в одном из трех состояний: работа, ремонт и резерв.

Оперативное состояние электрооборудования зависит от положения тех коммутационных аппаратов, которые предназначены для его включения и отключения.

Электрооборудование считается *находящимся в работе*, если коммутационные аппараты в его цепи включены и образуют замкнутую электрическую цепь между источником и приемником электроэнергии.

Если электрооборудование отключено коммутационными аппаратами и подготовлено в соответствии с требованиями ПТБ к производству работ, то независимо от выполнения на нем ремонтных работ в данный момент оно считается *находящимся в ремонте*.

В состоянии резерва электрооборудование может быть как без напряжения, так и находиться под напряжением, если оно включено или связано токоведущими частями с источником напряжения с какой-либо одной стороны (например, когда трансформатор подключен по высокой стороне, а по низкой стороне у него отсутствует нагрузка — холостой ход) или с двух сторон (например, когда отключен секционный выключатель).

Электрооборудование, находящееся в состоянии резерва, допускает немедленное (без осмотра) включение в работу коммутационными аппаратами. Если электрооборудование отключено только выключателями, имеющими автоматический привод на включение, и может быть введено в работу действием АВР, то оно считается *находящимся в автоматическом резерве*.

Изменением оперативного состояния электрооборудования в нормальном режиме руководит персонал (диспетчер), в оперативном управлении которого находится это электрооборудование, а также средства защиты и автоматики электрооборудования. Только в неотложных случаях при явной опасности для жизни людей, когда промедление со снятием напряжения с электрооборудованием может привести к тяжелым последствиям, отключение электрооборудования выполняется без ведома вышестоящего персонала, но с последующим обязательным его уведомлением. Аналогичные действия допускаются и при угрозе сохранения электрооборудования (например, при пожарах).

В практике оперативной работы хорошо зарекомендовала себя такая форма получения задания (распоряжения) на переключение, как обращение оперативного персонала подстанции к диспетчеру с заранее продуманной в соответствии с разрешенной заявкой и оперативным состоянием схемы последовательностью операций и

получение разрешения диспетчера на их выполнение. Такая форма оперативных взаимоотношений максимально сокращает время переговоров и почти всегда свидетельствует о высокой степени готовности персонала к выполнению переключений.

Полученное распоряжение в виде задания записывается в оперативный журнал, последовательность операций уточняется по оперативной схеме. При необходимости составляется бланк переключений или применяется типовый бланк. Новое электрооборудование проходит наладку, испытание и включение в работу по разовым специальным программам. Оперативное распоряжение, полученное персоналом, не может быть им изменено или отсрочено.

В зависимости от сложности схемы или других местных условий переключения на подстанциях выполняют одним или двумя лицами. Ответственность за переключения лежит на обоих лицах.

Если операции выполняют по бланку переключений, то персонал, имея его при себе, действует по следующему алгоритму:

- на месте выполнения операции персонал внимательно проверяет по надписи наименование электрической цепи и название коммутационного аппарата, к приводу которого он подошел. Выполнение операций по памяти без проверки надписи категорически запрещается;
- убедившись в правильности выбранного коммутационного аппарата, персонал по бланку зачитывает содержание операции и после этого выполняет ее;
- выполненную операцию персонал отмечает в бланке, чтобы избежать пропуска очередной операции. Каждая операция, указанная в бланке переключений, перед ее выполнением должна быть осмыслена, так как в противном случае могут быть допущены непоправимые ошибки.

Последовательность операций в силовой части подстанций должна быть строго согласована с операциями в цепях релейной защиты и автоматики.

После выполнения всех переключений в бланке записывается время окончания переключений, а в оперативном журнале производится запись о выполнении распоряжения. Одновременно вносятся изменения в оперативную схему. После этого о выполнении распоряжения информируется диспетчер, от которого оно было получено.

Операции с коммутационными аппаратами, установленными в одной электрической цепи, выполняют в последовательности, определяемой назначением этих аппаратов и безопасностью операций для выполняющих переключения.

Первой при отключении электрической цепи, имеющей выключатели, выполняется операция отключения выключателей. При этом происходит разрыв цепи тока и снимается напряжение только с отдельных элементов электрической цепи (с ЛЭП, трансформатора). Выводы выключателя могут оставаться под напряжением со стороны сборных шин.

Если электрическая цепь выводится в ремонт, то для обеспечения безопасности работ она дополнительно отключается еще и разъединителями.

При включении электрической цепи в работу операции с выключателями производятся во всех случаях в последнюю очередь.

При операциях отключения и включения электрических цепей выполняют проверочные действия, целью которых является проверка режимов работы, действительных положений коммутационных аппаратов, заземляющих ножей и т. д.

Отключение трехобмоточного трансформатора выполняют в следующей очередности:

- 1) отключают выключатели со стороны низшего, среднего и высшего напряжений;
- 2) отключают трансформаторные и шинные разъединители со стороны низшего напряжения, затем в той же последовательности со стороны среднего и высшего напряжений.

Для включения трехобмоточного трансформатора необходимо включить шинные и трансформаторные разъединители с каждой из трех сторон, затем включить выключатели высшего, среднего и низшего напряжений.

Одной из трудных и ответственных задач оперативного персонала является ликвидация аварий на подстанциях, решение которой сводится к необходимости:

- быстро оценить аварийную ситуацию и незамедлительно принять меры, обеспечивающие безопасность персонала и устраняющие угрозу сохранности электрооборудования;
- выполнить ряд самостоятельных действий, предотвращающих дальнейшее развитие аварии и восстанавливающих электроснабжение потребителей;
- своевременно информировать диспетчера и руководящий инженерно-технический персонал подстанции о причине аварии, принятых мерах по ее ликвидации и послеаварийном режиме работы.

Если поступившая во время аварии информация противоречива или объем ее настолько велик, что персонал не смог ее воспринять за короткий период времени и увязать с конкретными действия-

ми, необходимо сосредоточить внимание на главном (устранении опасности для персонала, тушении пожара, локализации аварии) и действовать целенаправленно.

Оперативные блокировки. Опыт эксплуатации электрических сетей и подстанций показал, что аварии и несчастные случаи с персоналом, выполняющим оперативные переключения, происходят из-за их ошибочных операций с разъединителями, выключателями и другим электрооборудованием, т. е. не существует полной гарантии против ошибок, допускаемых оперативным персоналом при переключениях.

Для предотвращения ошибочных действий персонала применяют блокирующие устройства — специальные блокировки, которые обеспечивают выполнение операций определенным аппаратом в зависимости от положения других.

К таким блокировкам относятся блокировки выключателей с разъединителями; блокировки заземляющих ножей с разъединителями.

Блокировка выключателей с разъединителями контролирует действия персонала с коммутационными аппаратами, разрешая выполнение операций в определенной последовательности. В случае нарушения установленной последовательности операций блокировка запрещает их выполнение.

Блокировка заземляющих ножей с разъединителями контролирует действия персонала таким образом, чтобы нельзя было разъединителями подать напряжение на ту часть электрической цепи, на которой включены заземляющие ножи. Кроме того, данная блокировка должна запрещать включение заземляющих ножей на токоведущие участки, не отделенные разъединителями от участков, находящихся под напряжением. Особую внимательность должен проявить персонал в отношении действий с заземляющими ножами при выводе линий в ремонт и подаче напряжения после ремонта.

Существуют функции и общие принципы выполнения устройств оперативной блокировки, некоторые из них приведены далее. Так, *блокировка разъединителей* должна предотвращать:

- включение и отключение разъединителями электрооборудования под напряжением и ввод в работу, за исключением случаев, предусмотренных Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей (ПТЭЭСС);
- включение и отключение уравнильных токов, превышающих коммутационную способность разъединителей, а также несинхронные включения.

Блокировка защитных заземлений должна предотвращать:

- включение заземляющих ножей на шины и участки присоединений, находящихся под напряжением;
- включение разъединителей на участки шин и присоединений, заземленных включенными заземляющими ножами.

Принципы выполнения блокировок заключаются в следующем. Для разъединителей и заземляющих ножей должна выполняться блокировка, исключающая:

- оперирование разъединителем под нагрузкой (за исключением тех случаев, когда разъединитель шунтирован другой электрической цепью, не содержащей сопротивления, например, шинно-соединительным выключателем);
- включение заземляющего ножа на участке цепи, не отделенном разъединителями от участков, находящихся под напряжением, кроме случаев заземления нейтрали включением заземляющего ножа;
- возможность подачи напряжения разъединителем на заземленный участок цепи;
- возможность подачи напряжения выключателем на заземленный участок цепи.

Основные требования, предъявляемые к устройствам оперативной блокировки:

- блокировка должна быть полной, т. е. блокировать все неправильные операции, которые могут быть выполнены разъединителями;
- устройства оперативной блокировки и блокировки заземляющих ножей должны осуществляться по общей схеме;
- блокировка должна блокировать все неправильные операции со всех предусмотренных мест управления (АРМ — автоматизированное рабочее место);
- при неисправностях или исчезновении напряжения оперативного тока должна блокировать операции с коммутационными аппаратами (кроме операций по включению и отключению выключателей).

5.3. ВИДЫ РАБОТ И ТЕХНОЛОГИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ И КОМПЛЕКТНЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

Силовые трансформаторы относятся к электрооборудованию, которое отличается прочностью и долговечностью при условии соблюдения всех требований производителей трансформаторов.

Для поддержания силовых трансформаторов в работоспособном состоянии на протяжении периода эксплуатации необходимо регулярно выполнять их техническое обслуживание. Кроме того, в процессе эксплуатации силовых трансформаторов необходимо осуществлять также внеплановое техническое обслуживание при появлении в межремонтный период возможных их неисправностей.

К особенностям технического обслуживания силовых трансформаторов относится выполнение следующих **обязательных действий**. Перед началом мониторинга электроустановки необходимо внимательно осмотреть все инструменты и проверить их исправность; на распределительном силовом щите отключить блок камеры, проходящий проверку. В целях безопасности обслуживающего персонала повесить предупреждающие плакаты: «Не включать! Работают люди!». Затем разрядить конденсаторы выпрямителей, открыть дверь камеры и с помощью индикаторов низкого напряжения проверить отсутствие напряжения в блок-контактах выхода. После этого выполнить осмотр электрооборудования, результаты которого следует занести в паспорт трансформатора и дежурный журнал.

Проводить техническое обслуживание трансформатора имеют право только специально обученные высококвалифицированные электротехники, имеющие разрешение на выполнение таких работ и нормальное состояние здоровья.

Для силовых трансформаторов используют следующие виды обслуживания: оперативное; техническое; различные типы ремонта.

Оперативное обслуживание силовых трансформаторов — это производственные функции оперативного персонала, выполняемые им во время работы на электрических подстанциях. Оперативное обслуживание в широком смысле включает в себя:

- систематический надзор за состоянием и режимом работы всего комплекса подстанционного оборудования и сооружений;
- обнаружение дефектов оборудования, появляющихся в процессе эксплуатации, и принятие мер к их устранению;
- выполнение мероприятий, обеспечивающих безопасность ремонтных и профилактических работ;
- выполнение переключений в распределительных устройствах;
- предупреждение и ликвидацию аварий на подстанциях;
- передачу информации о работе подстанций вышестоящим звеньям и осуществление их указаний.

Оперативная работа требует от персонала:

- знания конструкций, допустимых и экономичных режимов работы, правил технической эксплуатации обслуживаемого оборудования;

- умения применять знания и опыт в ответственной и сложной обстановке, которая может возникнуть внезапно;
- обладания производственными навыками, обуславливающими правильность принимаемых решений и быстроту оперативных действий.

Оперативная работа должна выполняться при строгом соблюдении производственной дисциплины и сознания личной ответственности персонала за каждое совершаемое им действие.

Основной организационной формой оперативной работы является дежурство персонала на подстанциях или в составе оперативно-выездных бригад. Дежурство — активный процесс непрерывного наблюдения за техническим состоянием и работой электрооборудования. Практика показывает, что чем больше внимания уделяется контролю за работой оборудования, тем меньше средств и времени тратится на ремонт.

Современное электрооборудование отличается сложностью конструкции, оснащением различными вспомогательными механизмами и устройствами контроля и измерений, релейной защитой и автоматикой. Поэтому его обслуживание может быть доверено только высококвалифицированному, хорошо обученному и в совершенстве владеющему профессиональными знаниями персоналу.

К оперативному обслуживанию трансформаторов относятся:

- управление режимом работы;
- проведение периодических и внеочередных осмотров;
- периодический контроль значений параметров, характеризующих режим работы, и анализ полученных данных;
- выполнение организационно-технических мероприятий по обеспечению безопасного технического обслуживания и ремонта.

Очередные осмотры трансформаторов (без их отключения) проводят с постоянным и без постоянного дежурного персонала. Внеочередные осмотры трансформаторов выполняют при резком изменении температуры воздуха, при каждом их отключении действием газовой или дифференциальной релейной защиты.

Дополнительно проверяют наличие повышенных вибраций, которые могут привести к повреждению или неправильной работе составных частей, приборов и аппаратуры, установленных на трансформаторе.

Необходимость в частых осмотрах трансформаторов возникает при их работе в напряженном режиме, а также при большой степени их износа. Периодичность осмотров трансформаторов устанавливается в соответствии с ПТЭЭП и графиком работы оперативного персонала.

Периодический контроль осуществляется путем проверки нагрузки, уровня напряжения и температуры масла с помощью измерительных приборов.

Для своевременного обнаружения неисправностей трансформаторов все трансформаторы подвергают внешнему осмотру (без отключения), в объем которого кроме перечисленного ранее входит проверка состояния изоляторов, отсутствия трещин, сколов и т. д.

При плановом периодическом осмотре проверяют:

- состояние внешней изоляции — вводов трансформатора, а также установленных на нем опорных изоляторов;
- целостность мембраны выхлопной трубы и состояние уплотнений фланцевых соединений;
- отсутствие течи масла;
- состояние доступных для наблюдения контактных соединений.

По маслоуказателю определяют уровень масла в баке трансформатора и расширителе. При этом следует обращать внимание на цвет масла. Потемнение масла может быть связано с его термическим разложением из-за повышенного нагрева.

При осмотрах силовых трансформаторов, находящихся в работе, обращают также внимание на характер гула, отсутствие пыли и грязи на трансформаторе, наличие масла в расширителе и др.

Не у всех типов трансформаторов в течение срока службы нужно контролировать качество трансформаторного масла. Например, у трансформаторов серии ТМГ масло подвергается специальной обработке перед заливкой его в бак трансформатора. Поэтому в процессе эксплуатации не требуется проведения испытаний масла ввиду его предварительной дегазации.

Через смотровое стекло осматривается силикагель в воздухоосушителях бака трансформатора и вводов. Изменение его цвета от голубого до розового свидетельствует об увлажнении сорбента и необходимости перезарядки воздухоосушителя.

Во время эксплуатации трансформаторов могут возникнуть различного рода дефекты и неполадки, в разной степени отражающиеся на их работе. В каждом случае возможность дальнейшей работы определяется характером повреждения. В этих случаях неоперативность персонала, несвоевременное принятие мер, направленных на устранение выявленных дефектов, может привести к аварийным отключениям трансформаторов.

Причинами повреждений обычно являются неудовлетворительные условия эксплуатации, некачественный ремонт и монтаж трансформаторов. Немалую роль играют дефекты отдельных элементов конструкции современных трансформаторов, применение

недостаточно высокого качества изоляционных материалов и др. Типичными дефектами являются повреждения изоляции, магнитопроводов, переключающих устройств, маслонаполненных и фарфоровых вводов.

Показателем состояния трансформатора может служить характер издаваемого им шума. Так, потрескивания или щелчки могут быть связаны с разрывом заземления активной части.

Техническое обслуживание силовых трансформаторов, как и любого другого электрооборудования, проводится в соответствии с требованиями ПТЭЭП, ПТБ и заводских инструкций.

Техническое обслуживание силовых трансформаторов включает в себя:

- профилактический контроль состояния изоляции и контактной системы, а также устройств охлаждения, регулирования и пожаротушения;
- работы по поддержанию в надлежащем состоянии изоляционного масла в трансформаторе, в баке устройства переключения под нагрузкой и в вводах;
- смазку и уход за доступными частями, подшипниками, устройствами охлаждения;
- опробование резервного вспомогательного оборудования, ремонт вторичных цепей и устройств защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Помимо этого в состав технического обслуживания силовых трансформаторов входят:

- визуальный осмотр;
- проверка всех важных характеристик;
- дистанционный контроль температурных режимов;
- осуществление замеров технических параметров;
- анализ материалов, включая трансформаторное масло;
- проверка состояния сварных и болтовых соединений, изоляторов, контура заземления трансформаторной подстанции и заземлителей;
- замеры сопротивления изоляции;
- контроль автоматических выключателей;
- измерения петли «фаза — ноль» и токов КЗ;
- проведение испытаний;
- контроль срабатывания устройств автоматического ввода резервного питания;
- проверка средств индивидуальной защиты, устройств релейной защиты и автоматики, строительной части трансформаторной подстанции.

Необходимость проведения ремонта трансформаторов связана с их неисправностями, вызванными различными причинами: перегрузкой, снижением уровня масла, нарушением прессовки листов электротехнической стали магнитопровода, междофазными КЗ и т. д. Все эти причины могут вызвать перегрев трансформатора, пробой изоляции обмоток, утечку масла и т. д.

В зависимости от состояния оборудования может понадобиться один из видов **ремонта**: текущий, средний, капитальный, внеплановый, обслуживание в межремонтный период.

Периодичность *текущего ремонта* силовых трансформаторов зависит не только от их технического состояния, но и от условий эксплуатации. При хорошо выполненном текущем ремонте не должно быть аварийных выходов трансформаторов из строя, а продолжительность эксплуатации должна возрасти.

В объем профилактического контроля силовых трансформаторов помимо проверки трансформаторного масла, замены изношенных частей и материалов входит измерение нагрузок и напряжений трансформаторов. В случае выявления недогрузки или перегрузки трансформаторов нагрузку выравнивают. Необходимость измерения нагрузок и напряжений может быть связана, например, с изменением схемы.

Капитальный ремонт необходим трансформаторам:

- при резком снижении значения сопротивления изоляции обмоток;
- ненормальном нагреве трансформатора в обычных условиях эксплуатации;
- появление трещин и сколов на изоляторах;
- сильной течи масла;
- сильным и ненормальном шуме внутри трансформатора.

Техническое обслуживание трансформаторов включает в себя наряду с ремонтными работами связанные с ними испытания и измерения.

Цель измерений — выявление неисправностей, возникающих в процессе работы или хранения электрооборудования. С помощью измерительных приборов проверяют выходные параметры оборудования.

В настоящее время промышленность выпускает электроизмерительные приборы трех эксплуатационных групп: А, Б и В. Каждая группа характеризуется допустимой температурой окружающей среды, при которой можно эксплуатировать приборы. Для группы А допустимая температура окружающей среды составляет от 0 до 35 °С, для группы Б — от –30 до +40 °С, для группы В — от –50 до +60 °С.

Перед включением прибора необходимо проверить его соответствие роду тока цепи, установить прибор в положение, соответствующее его нормальной установке.

Измерительные приборы, как правило, выпускают для работы либо в цепях переменного тока, либо постоянного тока, либо в цепях переменного и постоянного тока.

По принципу действия электроизмерительные приборы подразделяют:

- на электромагнитные (для измерения в цепях переменного и постоянного тока);
- магнитоэлектрические (для измерения в цепях постоянного тока);
- индукционные;
- выпрямительные;
- электростатические;
- ферродинамические и др.

Для измерения расхода электрической энергии переменного тока применяют счетчики индукционной системы. Для измерения частоты переменного тока применяют приборы вибрационной системы — частотомеры.

Персонал, обслуживающий технологическое оборудование, на котором установлены электроизмерительные приборы и счетчики, несет ответственность за их сохранность и внешнее состояние. О всех сбоях в работе приборов он должен ставить в известность лицо, ответственное за состояние всего измерительного хозяйства предприятия, организации или учреждения. Вскрывать приборы цеховому персоналу не разрешается. Образцовые электроизмерительные приборы подлежат государственной поверке. Все расчетные счетчики электроэнергии имеют действующие поверительные пломбы, клейма или свидетельства о государственной поверке. На приборах, вышедших из ремонта, кроме обозначений, требуемых стандартом, указывают дату ремонта, класс прибора и наименование ремонтирующей организации. На все электроизмерительные приборы и счетчики должны быть составлены паспорта или заведен журнал, в которых делают отметки о всех проведенных ремонтных работах и поверках.

Функции по обслуживанию силовых трансформаторов распределяют между ремонтным и оперативным персоналом, персоналом, обслуживающим системы релейной защиты и испытателями.

Оперативный персонал участвует в оперативном обслуживании трансформаторов, а выявленные им дефекты учитывают при планировании ремонтных работ. Сведения об обнаруженных дефектах оперативный персонал записывает в специальный журнал.

Устройства релейной защиты и автоматики обслуживаются специальным персоналом, связанным с оперативным и ремонтным персоналом. Испытатели проводят профилактические проверки изоляции и контактной системы трансформатора, проверяют выключатели, разъединители и другое оборудование.

В общий перечень измерений, испытаний и проверок, которым подвергается силовой трансформатор, входят следующие операции:

- измерение сопротивления изоляции обмоток;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь, который характеризует состояние изоляции (чем он больше, тем хуже изоляция);
- измерение сопротивления обмоток постоянному току;
- испытание вводов и проходных изоляторов;
- проверка действия переключателя ответвлений обмоток;
- испытание трансформаторного масла;
- измерение коэффициента абсорбции (является показателем увлажненности изоляции; если этот коэффициент близок к единице, то изоляцию следует сушить).

Масло в масляных трансформаторах является охлаждающей средой и изоляцией. Во время работы трансформатора масло изменяет свой объем из-за нагрева. При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла должна быть (если заводами-производителями не указаны другие температуры) не выше 95 °С. При этом объем масла в баке не должен увеличиваться более чем на 10 % (на такой объем рассчитывается расширитель).

В целях уменьшения увлажнения масла и изоляции трансформатора масло в расширителе защищает от соприкосновения с окружающим воздухом с помощью адсорбента. Если масло не удовлетворяет нормам на номинальное пробивное напряжение из-за наличия в нем влаги и механических примесей при сохранении своих химических свойств, то проводят его отстой, центрифугирование, фильтрацию и сушку.

Регулярную проверку на нормальное функционирование проходят также стационарные противопожарные системы, которые в обязательном порядке имеются на всех трансформаторных подстанциях как средство, предназначенное для использования в аварийных ситуациях. Осмотр этих систем осуществляется по заранее утвержденному графику.

К техническому обслуживанию трансформаторных подстанций с масляными трансформаторами относятся также следующие работы:

- измерения токовой нагрузки на вводах 0,4 кВ силового трансформатора и отходящих линий;

- измерение напряжения на шинах 0,4 кВ;
- измерение уровня тока КЗ или сопротивления цепи «фаза — нуль» отходящих линий 0,4 кВ;
- измерение сопротивления изоляции распределительных устройств 6 (10) кВ и 0,4 кВ;
- измерение сопротивления изоляции обмоток силовых трансформаторов;
- испытание трансформаторного масла силовых трансформаторов мощностью более 630 кВ·А;
- проверка релейной защиты и автоматики.

Кроме того, при проверках трансформаторов определяют:

- температуру масла и корпусов силовых трансформаторов, наличие необычного гула, потрескивание в трансформаторах;
- состояние контактных соединений (наличие трещин, сколов, следов перекрытия изоляции и перегрева контактов);
- наличие и исправность приборов учета электроэнергии, устройств внешнего обогрева электрооборудования и др.

Наряду с масляными, применяют и сухие трансформаторы, отличающиеся высокой надежностью в эксплуатации, пожаро- и взрывобезопасностью, но, как и другое электрооборудование, на срок их службы оказывают влияние внешние факторы. Сухие трансформаторы подвержены влиянию различных химических и физических факторов, зависящих от качества окружающей среды.

Потенциальными опасностями для сухих трансформаторов являются влажность, пыль, химические загрязнения, ветер и др. При хранении сухих трансформаторов, когда их температура равна температуре окружающей среды, изоляция трансформаторов подвержена воздействию влаги, что может стать причиной перекрытий при подаче напряжения. Поэтому хранить сухие трансформаторы рекомендуется при относительной влажности воздуха не более 90 %, а перед включением в работу необходимо убедиться в отсутствии конденсата.

При эксплуатации сухие трансформаторы могут подвергаться различным воздействиям. Например, высокая влажность может вызвать проникновение влаги в материал обмоток и тем самым ухудшить их изоляционные свойства. Электростатические поля, притягивая частицы пыли, оседающие на поверхности обмоток высокого напряжения, снижают сопротивление поверхностным токам утечки и повышают вероятность перекрытий изоляции трансформатора. Кроме того, электростатические поля притягивают пары углеводородов, которые могут осаждаться на поверхности обмоток. Под действием температуры углеводороды, трансформируясь хи-

мически, образуют проводящие отложения, что может привести к перекрытию изоляции.

На надежность работы сухих трансформаторов большое влияние оказывает коррозия изоляционных материалов, скорость которой зависит от влажности и температуры. Степень влияния пыли, песка и соли зависит от скорости ветра.

Поэтому для сухих трансформаторов, эксплуатирующихся в черте города с интенсивным движением транспорта, в незащищенных от пыли зонах, следует учитывать ограничения, связанные с концентрацией некоторых веществ и относительной влажностью воздуха. Учет этих ограничений сохранит срок службы сухих трансформаторов в течение многих лет.

Тепловой режим также влияет на старение изоляции и, следовательно, на срок службы сухих трансформаторов. Поэтому сухие трансформаторы снабжают приточной и вытяжной вентиляцией, которая для улучшения их работы должна устанавливаться в помещении, где находятся сухие трансформаторы.

Если сухой трансформатор используется с нарушением допустимых условий хранения, введения в эксплуатацию и самой эксплуатации, то срок службы его сокращается. Поэтому сухие трансформаторы следует использовать в условиях умеренно-холодного климата, а также в помещениях, где климатические условия регулируют искусственно.

Для нормального функционирования сухих силовых трансформаторов необходимо поддерживать температуру от $+1$ до $+35$ °С. Кроме того, они требуют невзрывоопасной окружающей среды, которая может содержать пыль и другие примеси более допустимой нормы. Сухие трансформаторы не рассчитаны на работу в условиях тряски, вибрации, ударов и в химически активной среде. Применять сухие трансформаторы можно только на высоте до 1 000 м над уровнем моря (в России принят уровень Балтийского моря).

Сухие трансформаторы, рассчитанные на работу при температуре окружающей среды, равной 40 °С, можно использовать и при более высокой температуре с уменьшением активной мощности P (табл. 5.1).

Современные сухие трансформаторы имеют низкий уровень частичных разрядов, отвечают требованиям огнестойкости и отличаются исключительными противопожарными свойствами. Против перегрева трансформаторы, как правило, защищены тепловой защитой, встроенной в обмотку низкого напряжения.

Опасностью для нормальной работы сухих трансформаторов являются микротрещины, которые образуются со временем на литых обмотках. Дело в том, что в трещинах при повышении напряжения

Таблица 5.1. Допустимая нагрузка на сухие трансформаторы

Максимальная температура окружающей среды, °C	Мощность
40	1P
45	0,97P
50	0,94P
55	0,90P

возникают тлеющие заряды, приводящие к замыканию между витками и слоями обмоток, а в конечном итоге к абсолютному выгоранию обмоток. Образование трещин относится к скрытым дефектам, которые практически трудно и порой невозможно выявить.

В каждом конкретном случае определяют периодичность контроля и регулярность проверки трансформаторов на предмет загрязнения.

Особое внимание следует обращать на охлаждение сухих трансформатора, так как тепловой режим его работы является одним из важных факторов, влияющих на старение изоляции и, как следствие, на срок его службы.

Если трансформатор снабжен принудительным охлаждением или дополнительной системой охлаждения с вентиляторами, то требуется определенное дополнительное техническое обслуживание. При осмотре трансформаторных корпусов следят за тем, чтобы подача и отвод воздуха (воздушная циркуляция) осуществлялись беспрепятственно.

Как правило, производители сухих трансформаторов в технических сведениях указывают основные требования, которые нужно выполнять при эксплуатации трансформаторов, а также рекомендации по их техническому обслуживанию и контролю.

Сухие трансформаторы, так же как и масляные, проходят техническое обслуживание и ремонт в соответствии с нормами действующих документов.

Ориентировочные работы по обслуживанию сухих трансформаторов в зависимости от их типа включают в себя:

- визуальный осмотр изоляции обмотки и выводов;
- проверку болтов, высоковольтных ячеек, уровня шума;
- проверку напряжения и токов на входе и выходе обмоток;
- контроль соответствия рабочих токов и напряжения нормативным показателям;
- определение коэффициента трансформации и сопротивления изоляции обмоток.

Перед проведением проверочных работ сухой трансформатор отключают в соответствии с техникой безопасности. При этом необходимо обращать внимание на то, что сухие трансформаторы с классом защиты IP00 не защищены от прикосновений. Поэтому следует более тщательно подходить к осмотру изоляции, так как конструкция сухих трансформаторов недостаточно защищает персонал от случайного удара током при прямом контакте с литой оболочкой.

У сухих трансформаторов проверяют:

- состояние ограждения, предупредительных плакатов, надписей, защитных средств и знаков исполнения;
- наличие и состояние противопожарных средств;
- состояние элементов заземления и контактных соединений;
- состояние изоляторов и надежности их крепления;
- состояние шин, ошиновок и кабеля, отсутствие признаков нагрева контактных соединений и шин;
- состояние переключателя напряжения.

Типовой объем работ по капитальному ремонту сухих трансформаторов включает в себя:

- расшиновку (отсоединение от кабеля), выявление дефектов;
- вскрытие активной части трансформатора;
- предварительное испытание изоляции;
- ремонт активной части трансформатора, опрессовку обмоток;
- сушку активной части трансформатора;
- ремонт кожуха;
- сборку трансформатора, установку вводов и соединение отводов;
- испытание в соответствии с требованиями ПТЭЭП;
- установку термосигнализатора с подключением контрольного кабеля, ошиновку.

Внеплановый ремонт сухих трансформаторов осуществляют, если трансформатор находился на складе до ввода в эксплуатацию, а также после долгого простоя во время работы. В этом случае выполняют все виды проверок, предшествующих вводу трансформатора в действие.

Одним из значимых параметров сухих трансформаторов при эксплуатации является их перегрузка, которую обязательно должны указывать в технических характеристиках производители трансформаторов. Однако не всегда это условие выполняется.

В стандарте на сухие трансформаторы указано, что существуют последствия перегрузки трансформатора выше номинальных параметров, последствия и риски кратковременной аварийной перегрузки, а также результаты длительной аварийной перегрузки.

Конкретные значения аварийных и длительных перегрузок необходимо запрашивать у предприятий-изготовителей. Такой подход обеспечит тот гарантийный срок эксплуатации сухого трансформатора, который указывает производитель на это оборудование.

Техническое обслуживание КТП. При техническом обслуживании комплектных трансформаторных подстанций основным электрооборудованием, за которым необходимо вести регулярное наблюдение и уход, являются силовые трансформаторы любого типа и коммутационная аппаратура распределительных щитов.

Для поддержания рабочего состояния КТП и ее внутреннего оборудования необходимо периодически проводить осмотр подстанции и осуществлять ее техническое обслуживание. Техническое обслуживание КТП проводится в целях выявления скрытых и видимых дефектов в работе подстанции и скорейшее их устранение.

При техническом осмотре КТП проверяют:

а) в РУВН и РУНН:

- чистоту помещений распределительных устройств;
- изоляцию кабелей на наличие повреждений (трещин, изоляции и др.);
- места соединения с коммутационным оборудованием;
- состояние рубильников (проверка контактов);
- техническое состояние запорных устройств щитов, шкафов и панелей;
- работу системы искусственной вентиляции;
- состояние внутреннего и внешнего освещения подстанции;

б) в отсеке силового трансформатора:

- общую чистоту помещения отсека (Т); наличие пыли, загрязнений;
- отсутствие течи масла из трансформатора;
- состояние жалюзей естественной вентиляции подстанции;
- исправность сетей заземления;
- исправность освещения трансформаторного отсека;
- положение указателя уровня масла в расширителе;
- показание термометров;
- состояние термосифонных фильтров.

Если во время технического осмотра КТП выявлены неисправности в работе подстанции, то необходимо в обязательном порядке выполнить ремонт (внеплановый, капитальный или текущий).

Техническое состояние оборудования КТП оценивается дежурным персоналом:

- при осмотре по показаниям контрольно-измерительных приборов;
- дистанционно по специальным каналам и на дисплее АРМ.

Кроме того, должны контролироваться и поддерживаться напряжение на шинах РУВН и РУНН, нагрузка на вводных и секционных выключателях, отходящих линиях, работа и состояние предупредительной и сигнальной аппаратуры оборудования, сопротивление изоляции цепей управления, уровень напряжения цепей управления, сигнализации, собственных нужд. С помощью средств телемеханики должны контролироваться основные параметры оборудования КТП в соответствии с производственной инструкцией.

При осмотрах особое внимание следует обращать:

- на состояние контакторов, рубильников щита низшего напряжения;
- работоспособность и целостность пломб электросчетчиков;
- работоспособность контрольно-измерительных приборов;
- шумность работы силового трансформатора, высоковольтных аппаратов;
- наличие защитных средств и средств пожаротушения.

Трансформатор КТП должен быть аварийно выведен из работы при сильном неравномерном шуме и потрескивании внутри, ненормальном и постоянно возрастающем нагреве при нагрузке ниже номинальной и нормальной работе охлаждения, выбросе масла из расширителя, течи масла с понижением уровня ниже контрольной отметки.

Внеочередные осмотры оборудования КТП должны проводиться после неблагоприятных погодных воздействий, при срабатывании газовой защиты на сигнал, а также при отключении трансформатора дифференциальной защитой, после каждого отключения аппаратов от КЗ или при сильном загрязнении, а также в случаях, предусмотренных производственной инструкцией.

Предусмотрен также тепловизионный контроль контактных соединений коммутационных аппаратов, шин, предохранителей и вторичных цепей.

По компоновке двухтрансформаторные подстанции подразделяют на однорядные и двухрядные. Выбор вида расположения силовых трансформаторов зависит от требований заказчика, а также от размеров площади, на которой будет располагаться трансформаторная подстанция.

На рис. 5.1 показано однорядное расположение двухтрансформаторной КТП (мощность каждого трансформатора равна 400 кВ·А).

Для трансформаторов и трансформаторных подстанций во взрывозащищенном исполнении дополнительно выполняют следующие работы:

- проверку состояния блокировок;

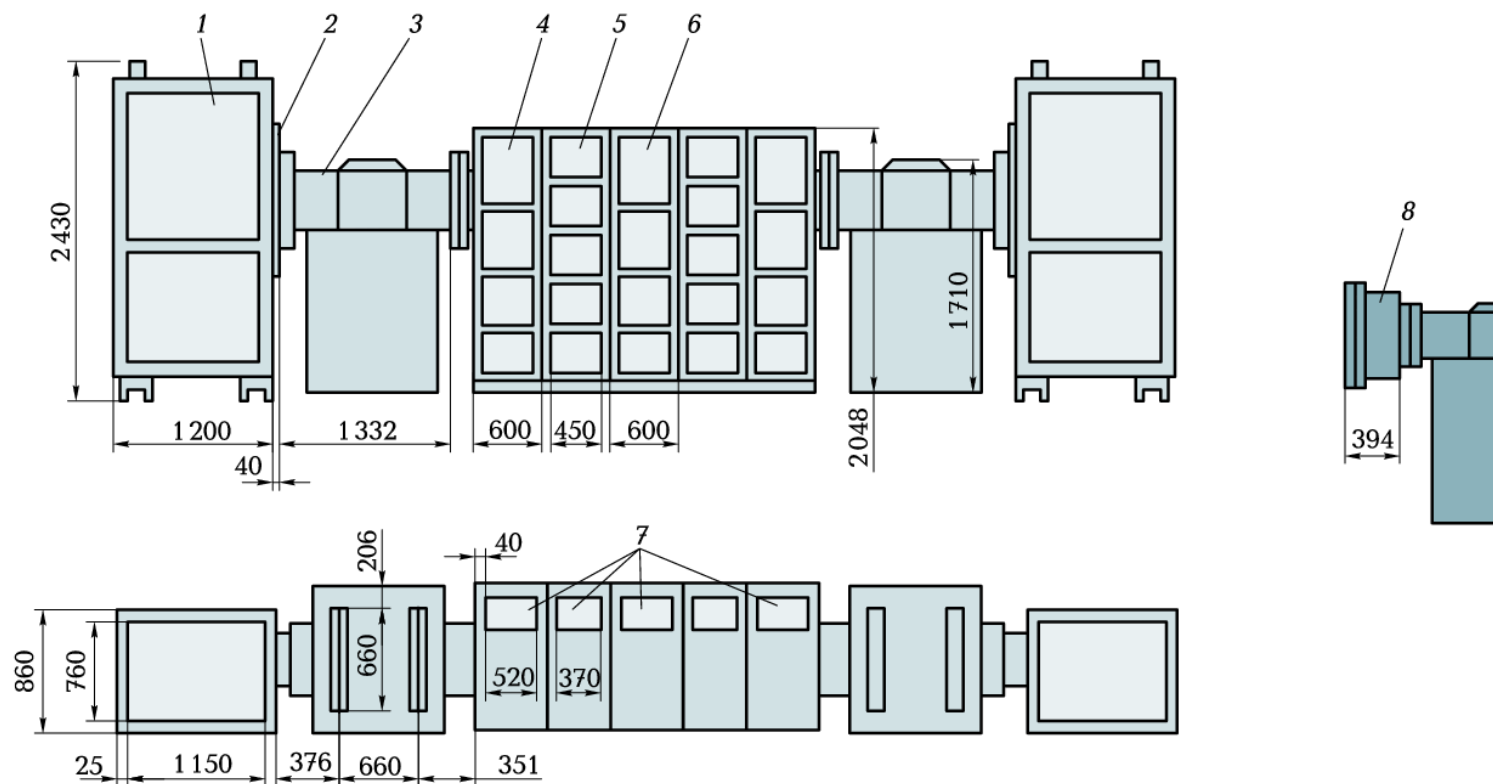


Рис. 5.1. Однорядное расположение двухтрансформаторной подстанции 2×400 кВ·А:

1 — шкаф высоковольтный; 2 — соединительное устройство со стороны ВН; 3 — силовой трансформатор; 4 — шкаф ВН; 5 — шкаф линейный ШЛ; 6 — шкаф секционный ШС; 7 — проемы для прохода кабелей в днищах шкафов; 8 — ввод ВН в виде «глухого ввода»

- проверку элементов взрывозащиты, оболочек;
- покрытие взрывозащитных поверхностей тонким слоем консистентной смазки.

5.4. ВИДЫ РАБОТ И ТЕХНОЛОГИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ

Преобразователи электроэнергии классифицируют по следующим параметрам: типу напряжения (из переменного в постоянное, и наоборот); амплитудным значениям тока и напряжения; частоте.

Преобразователи электроэнергии могут выполнять либо какую-то одну функцию, либо несколько. Техническое обслуживание преобразователей электроэнергии имеет как общий подход, так и индивидуальный, зависящий от назначения, конструкции и других характеристик самих преобразователей.

Техническое обслуживание преобразователей организуется и проводится, как правило, эксплуатирующей организацией. Если речь идет о тиристорных преобразователях, то к ним предъявляют в обязательном порядке, помимо других, такие требования, как содержание их в исправном состоянии и в постоянной готовности, для чего необходимо в определенное время в соответствии с нормативными документами выполнять осмотры, проверки и предотвращать повреждения. Соблюдение указаний по эксплуатации и правил технического обслуживания обеспечит надежную работу преобразователей в течение длительного времени. Периодичность обслуживания преобразователей зависит от условий эксплуатации и длительности работы преобразователей.

В процессе технического обслуживания запрещается:

- вносить конструктивные и схемные изменения в преобразователи и их составные части;
- изменять технологию выполнения работ, установленную эксплуатационной документацией;
- использовать неисправный инструмент и средства защиты.

Ввиду большого разнообразия преобразователей электроэнергии далее в качестве примера рассматривается техническое обслуживание тиристорных и полупроводниковых преобразователей, имеющих в настоящее время широкое применение.

Техническое обслуживание **тиристорных преобразователей** включает:

- межремонтное обслуживание;
- текущий, средний и капитальный ремонт;

- профилактические испытания;
- внеплановые работы, вызванные авариями.

Все операции по межремонтному обслуживанию выполняют во время остановок оборудования на профилактические осмотры, во время перерывов и в процессе работы преобразователей.

Межремонтное обслуживание тиристорных преобразователей заключается:

- в ежедневном наружном осмотре и наблюдении за показаниями измерительных приборов и состоянием самих преобразователей (время и результаты осмотра записывают в оперативном журнале);
- проверке исправности устройств сигнализации, систем охлаждения и измерительных приборов;
- проверке исправности заземлений и ограждений;
- устранении неисправностей, не требующих значительного времени для их устранения с привлечением квалифицированных специалистов;
- контроле температуры окружающей среды и в поддержании ее в требуемых пределах;
- систематическом осмотре (через смотровое окно) контактов реле контроля скорости воздуха и т.д.

Все виды ремонтных работ выполняют в строгом соответствии с графиками планово-предупредительных работ.

При текущем ремонте:

- составляется ремонтная ведомость;
- производится наружный осмотр;
- устраняют дефекты по ремонтной ведомости;
- проверяют контактные соединения, крепления измерительных приборов, наличие смазки на силовых контактах; работу защит, систем охлаждения и функционирования систем управления и регулирования по специальным (тестовым) таблицам; работу резервных блоков и др.

Для удобства в эксплуатации каждый преобразователь должен иметь тестовые таблицы, содержащие:

- уставки защит, настройку коммутационных аппаратов (реле, выключателей);
- уставки регулируемых резисторов;
- параметры сигналов в характерных точках;
- номинальные значения напряжений всех автономных источников питания и др.

При среднем ремонте:

- выполняют все операции текущего ремонта;

- проверяется работа систем импульсно-фазового управления, отдельных регуляторов, уставок и настроек защит, формы выпрямленного тока и напряжения;
- измеряют неисправные узлы и детали и др.

При *капитальном ремонте*:

- выполняют все операции текущего и среднего ремонта;
- производится выборочная проверка тиристоров;
- испытывается электрическая прочность изоляции силовых цепей;
- снимается регулировочная характеристика;
- проверяется работа на реальную нагрузку.

Профилактические испытания проводят в следующих случаях:

- при вводе в работу новых тиристорных преобразователей;
- при необходимости после среднего и капитального ремонта, а также после аварий.

При *внеплановых работах, вызванных авариями*:

- устраняют причины и последствия аварий;
- при необходимости проверяют все тиристоры;
- проверяют работу защит;
- проверяют нормальные режимы работы.

В настоящее время в новейших системах автоматизации широкое применение получили **преобразователи частоты**, предназначенные для преобразования переменного напряжения одной частоты в переменное напряжение другой частоты.

Выходная частота в современных преобразователях может изменяться в широком диапазоне и быть как выше, так и ниже частоты питающей сети.

Схема любого преобразователя частоты состоит из силовой и управляющей частей. Силовая часть преобразователей обычно выполняется на тиристорах или транзисторах (полупроводниках), которые работают в режиме электронных ключей. Управляющая часть выполняется на цифровых микропроцессорах и обеспечивает управление силовыми электронными ключами, а также решение большого количества вспомогательных задач (контроль, диагностика, защита).

Преобразователь частоты является сложным техническим устройством, требующим для безотказной работы проведения регулярного технического обслуживания. Техническое обслуживание преобразователей частоты выполняется по соответствующим регламентам планово-предупредительных осмотров и ремонтов. Периодичность проведения подобных работ устанавливается в соответствии с инструкцией по эксплуатации на конкретный преобразователь частоты.

Периодичность проведения планово-предупредительных осмотров существенно зависит от условий эксплуатации преобразователей частоты. В нормальных условиях, т. е. при низкой концентрации загрязняющих веществ, низкой влажности, малом перепаде температур, планово-предупредительные осмотры проводят достаточно редко. Один раз в год может выполняться чистка вентиляционных каналов, иногда с частичной разборкой, обеспечивающей доступ к внутренней поверхности радиатора, а также проверка внешних контактных соединений, контроль за возникновением коррозии и другие виды работ.

Частотные преобразователи позволяют значительно увеличить долговечность асинхронного двигателя благодаря обеспечению возможности его плавного запуска. Как следствие, уменьшается потребляемая электродвигателем мощность, снижаются потери электроэнергии при старте двигателя. Области применения частотных преобразователей являются подача воды и теплоснабжение, вентиляция и кондиционирование, т. е. такие направления, в которых используют устаревшие нерегулируемые электроприводы.

Для устойчивой работы электродвигателей постоянного тока применяют тиристорные частотные преобразователи, предназначенные для обеспечения требуемой скорости вращения вала электродвигателя при переменной нагрузке. Все это позволяет значительно снизить нагрузку на подшипники, крепление, несущую часть. В итоге снижаются затраты на обслуживание системы и повышается ее надежность.

Главные работы при техническом обслуживании полупроводниковых преобразователей частоты заключаются в необходимости выполнения следующих операций:

- продувание преобразователей пылесосом;
- обжатие контактных соединений;
- проверка плотности прилегания радиаторов к основаниям диодов (тириستоров);
- проверка технического состояния преобразователя;
- проверка в действии защиты от нарушения нормальной работы систем вентиляции и охлаждения (при наличии).

При проверке технического состояния или поиске неисправности преобразователя следует обращать внимание, в первую очередь, на соответствие всех видов напряжения установленным (номинальным) значениям, исправность средств коммутации, блокировки, сигнализации и защиты, клеммных и контактных соединений, штепсельных разъемов, конденсаторов выходных фильтров и стабилитронов.

Надежная работа электрооборудования в течение всего срока его службы обеспечивается не только за счет правильно организованного технического обслуживания в период эксплуатации, но и за счет планово-предупредительных работ.

Что касается тиристорных преобразователей частоты, то они могут функционировать даже при возникновении нескольких неисправностей.

Однако для надежной эксплуатации и минимизации ущерба от замены вышедшего из строя оборудования при аварийной ситуации необходимо выполнять требуемую схему эксплуатации и осуществлять:

- поиск и устранение неисправностей в порядке текущей эксплуатации;
- ППР, объем и сроки которого определяют по результатам эксплуатации;
- внеплановый ремонт, который проводится после выхода из строя силового оборудования преобразователя;
- капитальный ремонт, который проводится по дефектной ведомости.

В обязательном порядке необходимо проверять и настраивать блоки управления и защиты (периодичность по текущему техническому состоянию оборудования).

После выполнения капитального ремонта тиристорных преобразователей частоты в полном объеме восстанавливаются все функции, предусмотренные заводом-изготовителем, в частности сигнализация, что способствует более быстрой идентификации неисправности и ее устранения.

5.5. ВИДЫ РАБОТ И ТЕХНОЛОГИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ ЗАЩИТНО-КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ВЫШЕ 1 000 В

Защитно-коммутационные аппараты — это аппараты, с помощью которых коммутируются контакты (замыкаются и размыкаются) и защищаются электрические подстанции, сети и системы.

К защитно-коммутационным аппаратам напряжением выше 1 000 В относятся разъединители, выключатели нагрузки, высоковольтные плавкие предохранители, токоограничивающие реакторы, высоковольтные выключатели, отделители, короткозамыкатели.

Разъединители. С точки зрения оперативного обслуживания, кроме того что разъединители должны создавать видимый разрыв цепи, соответствующий классу напряжения электроустановок, к ним предъявляют следующие требования:

- приводы разъединителей должны иметь устройства фиксации в одном из двух оперативных положений — включенном и отключенном, а также надежные упоры, ограничивающие поворот главных ножей на угол больше заданного;
- опорные изоляторы и изолирующие тяги должны выдерживать механические нагрузки при операциях;
- главные ножи разъединителей должны иметь блокировку с заземляющими ножами и не допускать возможности одновременного включения тех и других;
- разъединители должны беспрепятственно включаться и отключаться при всех наихудших условиях окружающей среды;
- разъединители должны иметь хорошую изоляцию, обеспечивающую их надежную работу и безопасное обслуживание.

Основными видами повреждений разъединителей являются подгорание и приваривание контактной системы, повреждение изоляторов, неисправности привода и т. д. Для поддержания разъединителей в работоспособном состоянии в течение всего периода эксплуатации регулярно проводится их техническое обслуживание следующих видов:

- технический осмотр;
- профилактический контроль;
- текущий ремонт;
- капитальный ремонт.

В процессе эксплуатации может проводиться внеплановое техническое обслуживание в связи с появлением в межремонтные периоды неисправностей разъединителей. Технический осмотр проводится без отключения разъединителя от сети.

При внешнем осмотре проверяют:

- отсутствие повреждений, следов коррозии;
- состояние изоляторов (отсутствие трещин и сколов в материале изолятора, следов перекрытий и т. д.), контактов, привода;
- отсутствие посторонних предметов, влияющих на работу разъединителя, нагрева контактов (проверяется с помощью пирометра — прибора, измеряющего температуру на расстоянии, по которой судят о состоянии разъединителя), посторонних шумов разрядов и коронирования;
- состояние контактных соединений и заземлений, привода заземляющих и главных контактных ножей.

Технический осмотр разъединителей проводится на подстанции с постоянным и без постоянного дежурного персонала в соответствии с картой-графиком работы персонала. После воздействия токов КЗ, а также при неблагоприятной погоде (мокрый снег, туман, резкое снижение температуры и т.д.) выполняют внеочередные осмотры.

Профилактический контроль проводится обычно при текущих и капитальных ремонтных работах разъединителей, находящихся в эксплуатации, в целях проверки состояния изоляции и контактной системы разъединителей и качества выполнения ремонта.

При необходимости профилактические испытания выполняют в межремонтный период при внеплановом техническом обслуживании.

Текущий ремонт проводится при выводе разъединителя из работы. При текущем ремонте выполняется следующий основной объем работ:

- внешний осмотр и выявление дефектов, замер переходного сопротивления контактов;
- проверка состояния главных ножей с ламелями и без ламелей, опорных и поворотных колонок, привода, блокировки, приводного механизма;
- проверка функционирования привода;
- восстановление антикоррозийного покрытия;
- регулировка и опробование работы разъединителя.

Капитальный ремонт разъединителей включает в себя выполнение следующих основных мероприятий:

- внешний осмотр, выявление дефектов, определение объема работ;
- расшиновка разъединителя;
- дефектация и ремонт контактной системы, изоляторов, подшипникового узла, заземляющих ножей, механизма привода;
- измерение сопротивления изоляции;
- общая сборка и установка разъединителя;
- проверка работы заземляющих ножей;
- измерение переходного сопротивления контактов, в том числе заземляющих ножей;
- опробование работы разъединителя.

Особое внимание при ремонте разъединителей обращают на целостность механических запирающих устройств и прочность крепления пластин электромагнитных замков к ножам разъединителя.

Отремонтированные и отрегулированные разъединители проверяют многократно на включение и отключение.

При монтаже, испытаниях, включении, эксплуатации и ремонте разъединителей руководствуются правилами безопасной эксплуатации электроустановок.

В распределительных устройствах операции по отключению и включению разъединителей присоединения, имеющие в своей цепи выключатель, выполняют и после проверки отключенного положения выключателя на месте его установки. Включение разъединителей ручным приводом выполняется быстро, при соприкосновении контактов дуга гаснет. Отключение разъединителей проводится медленно и осторожно. Если в момент расхождения контактов возникает дуга, разъединитель необходимо немедленно отключить и до выяснения причины образования дуги никакие операции с ним не проводить. После завершения операции включения или отключения проверка положения главных ножей разъединителей и ножей стационарных заземлителей является обязательной.

Выключатели нагрузки. Осмотр выключателей нагрузки проводится, как правило, при осмотре электрических подстанций и распределительных устройств.

Осмотры выключателей нагрузки дают возможность обнаружить неисправность контактных соединений, перекрытие изоляции, трещины и сколы изоляторов. При осмотре проверяется состояние контактов, привода, указателей уровня масла, течь масла.

Текущий ремонт выключателя нагрузки проводится при текущем ремонте распределительных устройств и трансформаторных и распределительных подстанций.

В объем текущего ремонта входит чистка изоляции, подтяжка контактов, проверка блокировки между выключателем нагрузки и заземляющими ножами, проверка правильности попадания ножей в отверстия дугогасительных камер, замена вкладыша дугогасительного устройства, проверка соединений вала выключателя с приводом, смазка трущихся частей.

При ремонте выключателей нагрузки особое внимание обращают на контакты и вкладыши дугогасительных камер, так как дефектные вкладыши могут привести к аварии выключателя.

В объем *капитального ремонта* выключателей нагрузки входят следующие работы:

- замена дугогасительных камер, опорных изоляторов;
- замена и регулировка приводов, которые должны обеспечивать управление выключателями, а также надежность и быстроту работы.

Высоковольтные плавкие предохранители. При длительной работе плавкие предохранители изменяют свои характеристики,

т.е. «стареют», поэтому их необходимо периодически заменять новыми.

Техническое обслуживание предохранителей сводится к контролю за состоянием контактных соединений и к замене перегоревших плавких вставок запасными заводского изготовления. При использовании «жучков» (самодельных плавких вставок) при замене плавких вставок может произойти разрушение предохранителей, а также нагрев его деталей, в результате чего может возникнуть пожар.

Применение некалиброванной медной проволоки («жучка») вместо заводской плавкой вставки недопустимо и с точки зрения безопасности обслуживающего персонала, так как при случайном ее перегорании во время осмотра предохранителя можно получить травму глаз или ожог руки.

В связи с этим при замене предохранителей строго выполняют правила техники безопасности. Меняют предохранители при снятом напряжении. Если по каким-либо причинам снять напряжение нельзя, то смену предохранителей проводят в диэлектрических перчатках или с помощью клещей.

Ремонт предохранителей кроме общего подхода в зависимости от его типа имеет свои особенности. Так, ремонт предохранителей типа ПК и ПКТ заключается в проверке целостности плавкой вставки, очистке контактных поверхностей, проверке действия замка и указателя срабатывания (для предохранителей типа ПК). Кроме того, проверяют плотность и полноту засыпки патрона кварцевым песком (при встряхивании патрона не должно быть слышно шума), контролируют также правильность установки предохранителя по номинальному току.

При обнаружении обрыва плавкой вставки устанавливают запасную плавкую вставку (в случае разборного предохранителя) или плавкую вставку перезаряжают в мастерской (в случае неразборного предохранителя). Каждый сработавший предохранитель может быть неоднократно перезаряжен и затем вновь использован. Перезарядка предохранителей составляет основной объем работ по их эксплуатации. В условиях мастерских проводят не только испытание плавких вставок максимальным и минимальным токами, но и калибровку плавких вставок предохранителей.

Токоограничивающие реакторы. Токоограничивающие бетонные реакторы устанавливают в отдельных камерах распределительного устройства с естественной вентиляцией. Реакторы, предназначенные для ограничения токов КЗ, выполняют в виде обмотки из изолированного провода, закрепленной на бетонных колонках. Бетон колонок реактора должен быть сухим, так как наличие вла-

ги в бетоне может явиться причиной перекрытия между витками обмотки. Бетонные реакторы являются простыми аппаратами и требуют минимального ухода.

Надзор сводится к контролю нагрева контактов с подведенной ошиновкой. Обмотка реактора также нагревается при протекании тока нагрузки, поэтому вентиляция камер должна действовать исправно. Необходимо обращать внимание на состояние изоляторов (целостность, чистоту и др.), проверять запыленность реакторов, отсутствие трещин в бетоне, состояние изоляции витков реактора, наличие шума, тресков.

После КЗ за реактором его осматривают на предмет деформации витков, наличия трещин в бетоне и других дефектов. Периодически проверяют исправность вентиляции помещений, где размещают реакторы внутренней установки. Кроме того, у современных реакторов проверяют работу технологической вентиляции, без которой реакторы не обеспечивают даже своей номинальной пропускной способности. Все испытания, проверки и чистку изоляции от пыли выполняют одновременно с ремонтом электрооборудования присоединения. Внеочередные осмотры проводят после резкого изменения температуры, при отключении устройством защиты.

При текущем ремонте реакторов их очищают от пыли и осматривают. Проверяют отсутствие трещин и сколов бетонных колонок, целостность их лакового покрытия, прочность заделки в бетон крепящих болтов и контактных зажимов, состояние изоляции обмотки снаружи, отсутствие их деформации и замыкания между собой, повреждений опорных изоляторов и надежность крепления. Затем проводят испытания изоляции и опорных изоляторов.

На рис. 5.2 показан общий вид бетонного трехфазного токоограничивающего реактора.

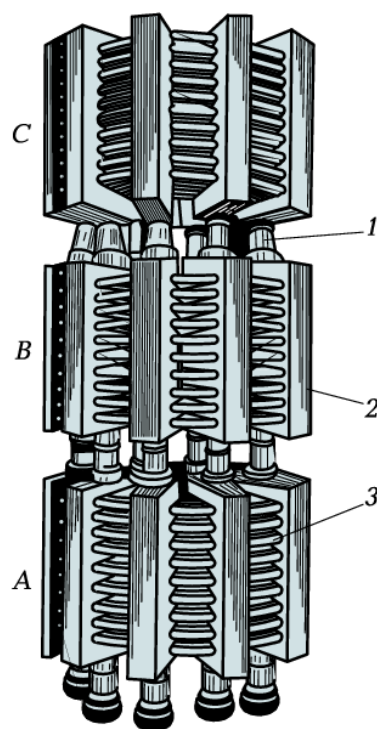
Предприятия — изготовители бетонных реакторов рекомендуют не перегружать их продолжительное время, так как сильный нагрев в сочетании с вибрацией может привести к появлению трещин в бетоне реактора; особенно опасна перегрузка для сдвоенных реакторов. Бетонные токоограничивающие реакторы могут допускать кратковременную перегрузку сверх номинального тока (независимо от предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки), указанную далее:

Перегрузка, %.....	20	30	40	50	60
Продолжительность, мин	60	45	32	18	5

Бетонные реакторы получили распространение на напряжение до 35 кВ для внутренней установки. На напряжение выше 35 кВ и

Рис. 5.2. Бетонный трехфазный токоограничивающий реактор:

1 — опорные изоляторы; 2 — бетонные колонки; 3 — обмотка из круглого изолированного многожильного провода



для наружной установки используют масляные реакторы, в которых масло служит как изолирующая и как охлаждающая среда. Они требуют почти такого же ухода, как и силовые масляные трансформаторы.

В местах установки реакторов не допускается наличие короткозамкнутых контуров, деталей из ферромагнитных материалов в стенах помещений, отведенных для установки реакторов, в конструкциях фундаментов и ограждений, так как это может увеличить потери и нагрев смежных металлических частей, а при КЗ создать опасные усилия на металлические конструктивные элементы.

Масляные выключатели. Ввод в работу масляного выключателя выполняется по бланку переключений. Перед вкатыванием тележки с выключателем в шкаф комплектного распределительного устройства внешним осмотром проверяют:

- отключенное положение выключателя по механическому указателю и по положению тяг выключателя;
- целостность полюсов, опорных изоляторов, изоляционных перегородок;
- надежность крепления узлов и деталей выключателя и привода;
- отсутствие течи масла и уровень масла каждого полюса по маслоуказателю;
- наличие заземления рамы выключателя в выкатной тележке.

В период эксплуатации масляных выключателей необходимо следить за тем, чтобы рабочие напряжения и ток нагрузки не превышали допустимых значений. Масляные выключатели подвергают периодическим плановым осмотрам. После аварии или длительного пребывания в отключенном состоянии проводят внеплановые осмотры масляных выключателей в соответствии с ПТЭ, ПТБ и заводскими инструкциями.

При наружном осмотре масляных выключателей особое внимание следует обращать:

- на уровень масла в полюсах выключателя, который не должен опускаться ниже нижней черты маслоуказателя; масло заменяют, если оно имеет пробивное напряжение ниже 15 кВ;
- отсутствие выброса масла в зоне масляного буфера;
- наличие течи масла через уплотнители из цилиндров полюсов;
- чрезмерный нагрев подводящих шин;
- состояние наружных контактных соединений, изоляции и заземления;
- отсутствие треска и шума внутри выключателя;
- работу электроподогрева (в зимнее время);
- работу приводов при возможных в эксплуатации отклонениях напряжения от номинального в сети оперативного тока; привод является наиболее повреждаемым элементом выключателей на напряжении выше 1 000 В;
- загрязненность и запыленность наружных частей выключателя, особенно изоляционных деталей;
- наличие трещин на изоляторах и конструкциях выключателя.

При осмотре выключателя запрещается проникать за сетчатые или барьерные ограждения и приближаться к токоведущим частям или полюсам выключателя на расстояние меньше допустимого.

Текущий ремонт масляного выключателя включает в себя:

- слив масла, снятие розеточных контактов, проверку их состояния, в том числе дугогасительной камеры;
- залив в выключатель чистого трансформаторного масла, проверку отсутствия течи масла через уплотнения;
- проверку работы масляного буфера;
- проверку надежности крепления опорных изоляторов и заземления;
- смазку контактных соединений и проверку регулировки выключателя;
- измерение переходного сопротивления полюсов, сопротивления изоляции, заземления и скоростных характеристик;
- мелкий ремонт привода;
- проверку дистанционного управления выключателем.

Капитальный ремонт масляного выключателя включает в себя:

- отсоединение выключателя от подводящих шин и привода;
- слив масла;
- полную разборку выключателя, кроме привода;
- осмотр и ремонт приводного механизма, фарфоровых, опорных, проходных изоляторов и тяги, внутрибаковой изоляции, дугогасительной камеры, розеточных контактов и других частей;
- очистку всех деталей от старой смазки и загрязнений;

- промывку внутренних полостей цилиндров трансформаторным маслом;
- залив в выключатель трансформаторного масла и проверку отсутствия течи масла из полюсов;
- измерение переходного сопротивления и скоростных характеристик выключателя;
- регулировку выключателя и дистанционной передачи;
- высоковольтные испытания выключателя и проверку его работы при дистанционном управлении.

Внеочередной ремонт выключателя проводится после отключения шести КЗ, однако разбирать выключатель после этого следует в минимальном объеме. Рама выключателя и корпус выкатной тележки должны быть надежно заземлены. Силовую цепь привода необходимо защищать соответствующими предохранителями. Регулировка и ремонт выключателя проводятся только при отсутствии напряжения на выводах полюсов, в цепях вторичной коммуникации и при незаведенных рабочих пружинах привода. Оперативное включение и отключение выключателя должно проводиться дистанционно. Строгие меры безопасности предъявляются при вкатывании и выкатывании тележки с выключателем.

Элегазовые выключатели. Элегазовые выключатели в процессе эксплуатации подвергаются износу, что с течением времени может привести к аварийной ситуации. Поэтому для продления срока службы элегазового выключателя, своевременно в соответствии с утвержденным графиком, учитывающим количество проведенных коммутационных операций, выполняют его техническое обслуживание. Однако заводом-изготовителем установлен срок (25 лет), по истечении которого вне зависимости от того, выполнено или нет допустимое число коммутаций, проводится техническое обслуживание элегазового выключателя.

Кроме того, осуществляется дополнительный контрольный осмотр выключателя по истечении 12 лет после его ввода в эксплуатацию или в случае выполнения им 50 % допустимых операций включения-отключения. Для учета количества коммутаций на обслуживаемых подстанциях ведется журнал учета. На основании опыта и по согласованию с заводом-изготовителем объем работ может быть сокращен.

При периодических осмотрах выключателей проверяют:

- состояние изоляторов вводов (степень их загрязнения, наличие сколов, трещин и т. д.);
- плотность (избыточное давление) элегаза; снимают показания сигнализатора давления и визуально проверяется его целостность;

- атмосферное давление, температуру окружающего воздуха;
- отсутствие треска, шума внутри выключателя и на вводах;
- состояние крепления выключателя и привода;
- наличие указателя положения выключателя его действительному положению;
- состояние заземления и вторичной коммутации;
- подогрев баков выключателя и привода (в зимний период) и т. д.

В процессе эксплуатации в результате коммутации номинальных токов и токов КЗ элегаз в выключателе перестает быть чистым, в нем присутствуют фториды, которые на 90 % поглощаются адсорбером, часть оседает на внутренних стенках камеры (твердые фториды) и часть остается в элегазе (газообразные фториды). При соблюдении требований эксплуатации элегаз и продукты его разложения не приносят вреда. Элегаз не требует ухода как, например, трансформаторное масло, не стареет, не оказывает вредного влияния на конструктивные части выключателя (при нормальной эксплуатации).

Обслуживание и ремонт привода выключателя осуществляют после вывода выключателя из работы, снятия напряжения со всех электрических цепей привода, т. е. только в отключенном положении.

Обслуживание дугогасительной камеры выключателя не требуется в течение всего срока эксплуатации.

В процессе эксплуатации элегазовых выключателей не требуется осуществлять их техническое обслуживание в течение 10 лет. Оперативное включение и отключение выключателя выполняют, пользуясь, по возможности, дистанционным управлением.

При *текущем ремонте*, который является плановым, выполняют следующие работы:

- проверку надежности соединения элементов передачи между дугогасительным устройством и приводом;
- проверку с помощью течеискателя отсутствия утечек элегаза;
- проверку технического состояния привода.

Средний ремонт выключателей проводится с полным демонтажом сборочных единиц выключателя, если до этого не исчерпан ресурс коммутационной или механической стойкости. При среднем ремонте проводится разборка всех элементов выключателя и их ревизия, смена смазки, замена дефектных и выработанных деталей, полная замена всех уплотнительных и других деталей, зачистка контактных поверхностей деталей, сборка элементов, регулировка работы механизмов, проведение необходимых испытаний и проверка выключателя на герметичность.

Срок службы до первого ремонта составляет не менее 25 лет, если до этого срока не исчерпаны его ресурсы коммутационной и механической стойкости.

Вакуумные выключатели. В отношении технического обслуживания вакуумные выключатели имеют перед масляными выключателями следующие преимущества:

- не требуется во время ремонта определять такие эксплуатационные характеристики, как ход главных и дугогасительных контактов, скоростные и изоляционные характеристики;
- не проводится ревизия блок-контактов;
- применяется электромагнитный привод, более надежный, чем пружинный привод, что исключает необходимость частого и квалифицированного обслуживания;
- не требуется в течение всего срока эксплуатации проведения эксплуатационных, ремонтных и профилактических работ;
- не требуются проверки схемы питания привода.

Таким образом, все эти преимущества вакуумных выключателей дают гарантию на их эксплуатацию на протяжении 25 лет и более без проведения ремонтных работ и без определения эксплуатационных характеристик. Однако один раз в пять лет проводится определение технического состояния вакуумного выключателя без его разборки, с измерением сопротивления токопроводящего контура, электрической прочности вакуумной дугогасительной камеры.

При осмотре выключателей особое внимание обращают на отсутствие повреждений изоляторов, степень их загрязнения, а также на отсутствие нагрева контактных соединений выключателей. После отключения КЗ выключатель осматривают на отсутствие трещин и других повреждений изоляторов.

На протяжении всего гарантийного срока обслуживания вакуумных выключателей завод-изготовитель восстанавливает их работоспособность при выходе из строя выключателя и предоставляет сервисное обслуживание по истечении срока гарантии при заключении соответствующего договора.

Вакуумные выключатели не требуют проведения периодических (плановых) текущих, средних и капитальных ремонтных работ в течение всего срока их службы. Профилактический контроль технического состояния выключателей проводится в определенные сроки в соответствии с графиком. Если при эксплуатации вакуумные выключатели имеют частую коммутацию (например, до 50...60 операций включить/отключить), то контроль их технического состояния рекомендуется проводить ежегодно.

В объем *профилактического контроля* вакуумного выключателя входят следующие операции:

- проверка общего состояния выключателя посредством осмотра;
- проверка работоспособности выключателя;
- измерение сопротивления главной цепи;
- измерение механических характеристик;
- проверка напряжения срабатывания привода;
- измерение скоростных характеристик выключателя.

В соответствии с ПТЭ выключатели, находящиеся постоянно в отключенном или включенном состоянии, проходят 1—2 раза в год проверку работоспособности путем опробования. При контроле токоведущих цепей выключателя путем измерения переходного сопротивления постоянному току используют результаты предыдущих измерений сопротивления. При выработке коммутационного ресурса или истечении срока службы выключатель подлежит замене. Вакуумные выключатели, предназначенные для частых коммутаций, обязательно должны иметь счетчик числа отключений.

Текущий ремонт выключателей проводится в определенной последовательности:

- внешний осмотр в целях выявления дефектов;
- протирка опорной изоляции;
- контроль допустимого износа контактов;
- тепловизионный контроль нагрева контактов и контактных соединений токоведущего контура выключателей;
- проверка электрической прочности вакуумных камер;
- проверка минимального напряжения срабатывания выключателя (срабатывание электромагнитов включения и отключения);
- проверка работоспособности блокировочных устройств и блока управления выключателем.

Внеочередные ремонтные работы выключателей проводятся после исчерпания коммутационного или механического ресурса с заменой вакуумной дугогасительной камеры.

Выводы. Основными задачами технического обслуживания высоковольтных выключателей являются:

- систематическое наблюдение за техническим состоянием выключателей, особенно за их приводом;
- обеспечение работоспособности выключателей и их привода с номинальными параметрами;
- устранение в короткие сроки неисправностей выключателей и их приводов, которые могут привести к аварии;
- своевременный ремонт и профилактические испытания выключателей и их приводов.

Сроки проведения плановых и внеочередных ремонтных работ выключателей и приводов к ним в значительной степени зависят от механической и коммутационной износостойкости контактов выключателей, от изменения с течением времени их технических характеристик, вызванных различными причинами. Эти сроки, как правило, регламентируются заводами-изготовителями. Так, маломасляные выключатели и приводы к ним требуют частого устранения неисправностей, в то время как вакуумные и элегазовые выключатели отличаются повышенным коммутационным и механическим ресурсом, что позволяет осуществлять их гарантированную эксплуатацию в течение 25 лет и более без проведения капитального ремонта.

При капитальном ремонте коммутационных аппаратов проводятся работы по восстановлению их исправности, ресурса с заменой или восстановлением любых частей. Выключатели обеспечивают гарантированное число операций при соблюдении правил эксплуатации и соответствующих нормативных документов.

5.6. ВИДЫ РАБОТ И ТЕХНОЛОГИЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ ЗАЩИТНО-КОММУТАЦИОННЫХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1 000 В

К защитно-коммутационным аппаратам напряжением до 1 000 В относятся рубильники, магнитные пускатели, контакторы, автоматы, а также переключатели, тумблеры и др.

Техническое обслуживание аппаратов напряжением до 1 000 В заключается в их периодических осмотрах, проверках и мелком ремонте. Периодичность обслуживания устанавливается местными инструкциями в зависимости от условий эксплуатации.

При техническом обслуживании аппаратов напряжением до 1 000 В выполняют:

- наружный и внутренний осмотр аппаратов и устранение обнаруженных повреждений и неисправностей;
- контроль нагрева контактов и токопроводящих элементов;
- регулировку одновременности замыкания и размыкания контактов;
- контроль уровня масла и его температуры в маслонаполненных аппаратах;
- замену плавких вставок и неисправных плавких предохранителей;

- проверку работы устройств сигнализации и исправности заземляющих устройств;
- проверку соответствия аппаратов условиям эксплуатации и нагрузке;
- наружный осмотр взрывонепроницаемой оболочки (для аппаратов во взрывозащищенном исполнении);
- проверку наличия нагревательных элементов и тепловых реле и их соответствие номинальному току токоприемника;
- проверку наличия и исправности механической блокировки;
- проверку наличия резервных элементов и запасных частей для технического обслуживания и ремонта;
- проверку исправности подключенной к аппаратам проводки и сетей заземления;
- ликвидацию видимых повреждений;
- проверку исправности кожухов, рукояток, замков, ручек и другой арматуры;
- проверку нагрева контактов во всех пускорегулирующих аппаратах;
- проверку работы сигнальных устройств и целостность пломб на реле и других аппаратах.

Электрические аппараты, техническое состояние которых не соответствует требованиям правил пожарной безопасности или имеющие отклонения от допустимых пределов, подлежат замене или ремонту.

Текущий ремонт защитно-коммутационной аппаратуры напряжением до 1 000 В включает:

- частичную разборку аппаратов, выявление дефектных деталей и узлов, их ремонт или замену;
- регулировку одновременности включения и отключения соответствующих контактов;
- проверку исправности дугогасительных камер;
- проверку и регулировку реле защиты и управления;
- ремонт или замену подшипников, различных обмоток, изоляторов, тормозных и других устройств;
- проверку уровня общей освещенности помещений с одновременным контрольным замером напряжения в сети со стороны питания в наиболее удаленных точках.

Основной объем работ *при капитальном ремонте* (при его целесообразности и необходимости и при наличии технико-экономического обоснования) устанавливается при последнем текущем ремонте или техническом обслуживании (осмотре), так как по их результату определяют необходимость капитального ремонта.

Перед началом осмотра отключают напряжение и принимают меры для исключения возможности его появления на главных контактах и блок-контактах в целях безопасности.

Осмотры магнитных пускателей, контакторов, автоматов проводят особенно тщательно, так как от их надежной работы зависит работа технологического оборудования.

Во время осмотра обращают внимание на состояние рабочих контактов и дугогасительных устройств, пусковой аппаратуры, гибких связей подвижных контактов, на соответствие токов уставки отключения автомата номинальным токам. При нарушении уплотнений в аппарат может попасть пыль, грязь, которые увеличат сопротивление контактных поверхностей и их нагрев, ухудшат состояние изоляции, что может привести к старению изоляции, ее пробой и аварии.

Предохранители требуют постоянного наблюдения, так как от их исправности, правильного подбора плавкой вставки зависит надежная и безопасная работа электроустановок.

В объем *капитального ремонта* входят работы текущего ремонта, а также полная разборка аппарата, чистка, промывка и сушка деталей, дефектация и ремонт вышедших из строя деталей и отдельных узлов, замена деталей механической части аппарата, замена выводов, крепежных деталей и запорной арматуры, ремонт или замена корпусов или кожухов дугогасительных камер, замена изоляционного масла в маслонаполненных аппаратах, ремонт элементов взрывозащиты в аппаратах во взрывоопасном исполнении.

Кроме приведенного общего для всех аппаратов объема работ проводят следующие дополнительные операции для автоматических выключателей, магнитных пускателей и контакторов:

- проверку и регулировку хода и нажатия подвижных контактов;
- регулировку одновременности включения по фазам и значению зазора между подвижными и неподвижными рабочими контактами;
- проверку действия и регулировки механизма теплового реле, электромеханического привода, расцепителей перегрузки и КЗ.

Контактная система этих аппаратов является наиболее ответственной, поэтому на ее состояние должно быть обращено особое внимание. Дело в том, что бóльшая часть отказов коммутационных аппаратов происходит из-за контактов: контакты не замыкаются или не размыкаются, а также могут иметь увеличенное контактное сопротивление.

Отказы контактной системы могут быть внезапными (например, поломка, сваривание) и постепенными (например, износ, повышенный нагрев).

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Каков порядок включения и отключения коммутационных аппаратов (выключателей, разъединителей) в электрической цепи?
2. Каков порядок включения трехобмоточного трансформатора?
3. Какие оперативные блокировки в электрической цепи вам известны?
4. Какие виды технического обслуживания используют для силовых трансформаторов?
5. В чем состоят основные причины повреждений силовых трансформаторов?
6. Назовите основные особенности эксплуатации сухих трансформаторов.
7. Что входит в состав типового объема по капитальному ремонту сухих трансформаторов?
8. В каких случаях выполняют внеплановый ремонт сухих трансформаторов?
9. Как осуществляется техническое обслуживание КТП?
10. Назовите основные виды повреждений разъединителей.
11. Когда проводят внеочередные осмотры разъединителей?
12. Какие работы входят в объем текущего ремонта выключателей нагрузки?
13. В чем заключается ремонт плавких предохранителей?
14. Когда проводится техническое обслуживание элегазовых выключателей?
15. Какие операции входят в объем профилактического контроля вакуумных выключателей?
16. Как осуществляется техническое обслуживание магнитных пускателей?
17. Почему при техническом обслуживании коммутационной аппаратуры особое внимание обращается на контактную систему?
18. В чем состоит отличие воздушного автомата от магнитного пускателя?

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

6.1. ВИДЫ И ТЕХНОЛОГИИ РАБОТ ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Техническое обслуживание электрооборудования распределительных устройств. К задачам обслуживания распределительных устройств относят:

- обеспечение соответствия режимов работы распределительных устройств и электрических цепей техническим характеристикам установленного электрооборудования;
- поддержание в каждый период времени такой схемы распределительного устройства, чтобы она отвечала требованиям надежной работы энергосистемы и безотказной селективной (избирательной) работы устройств релейной защиты и автоматики;
- систематический надзор и уход за электрооборудованием и помещениями распределительных устройств;
- контроль за своевременным проведением профилактических испытаний и ремонтных работ электрооборудования распределительных устройств;
- соблюдение установленного порядка и последовательности выполнения переключений в распределительных устройствах.

Важной задачей эксплуатации распределительных устройств является поддержание необходимых запасов по динамической и термической стойкости, пропускной способности, по уровню напряжения в устройстве в целом и в его отдельных элементах.

Выполнение этой задачи можно обеспечить при правильной эксплуатации распределительных устройств, составной частью которой является техническое обслуживание электрооборудования.

При техническом обслуживании выполняют осмотр распределительных устройств, проводят текущий и капитальный ремонт,

устраняя замеченные неисправности и повреждения. Текущий ремонт выполняют на месте установки электрооборудования, при этом неисправные детали заменяют, после их замены проводят регулировку оборудования.

Капитальный ремонт, как правило, требует разборки оборудования, обусловленной значительными повреждениями или заменой отдельных элементов оборудования. Наиболее ненадежными элементами распределительных устройств являются выключатели с приводом (от 40 до 60 % всех повреждений) и разъединители (от 20 до 42 %).

Основными причинами повреждений могут быть поломка и перекрытие изоляторов, перегрев контактных соединений, поломка привода, неправильные действия обслуживающего персонала.

Надежная работа распределительных устройств обеспечивается выполнением заданных режимов работы оборудования, соблюдением установленного порядка оперативных переключений, контролем за своевременным проведением плановых и профилактических работ.

Кроме того, необходимо, чтобы вибрация, появляющаяся во время работы аппаратов, а также сотрясения от внешних воздействий не влияли на работу распределительных устройств, не нарушали контактных соединений и не вызывали разрегулировки аппаратов и приборов.

Обслуживание распределительных устройств начинается с их осмотров, которые проводят в определенные сроки в зависимости от принятого вида обслуживания.

При проведении осмотров проверяют:

- места соединения с коммутационным оборудованием;
- исправность освещения и сети заземления;
- наличие средств защиты;
- уровень и температуру масла в маслонаполненных аппаратах, отсутствие течи масла;
- состояние изоляторов (запыленность, наличие трещин, сколов);
- состояние контактов, целостность пломб счетчиков и реле;
- исправность и правильное положение указателей положения выключателей;
- работу системы сигнализации;
- исправность отопления и вентиляции;
- состояние помещения (исправность дверей и окон, отсутствие течи в кровле, наличие и исправность замков).

Особенно тщательно осматривают помещения распределительных устройств без постоянного дежурного персонала.

При осмотрах открытых распределительных устройств обращают внимание на состояние фундаментов под оборудованием и металлоконструкций:

- бетон не должен иметь трещин;
- на фундаменты не должно попадать масло, так как при длительном воздействии оно разрушает наружный слой бетона.

При осмотрах обращают внимание на целостность бетонных плит, перекрывающих кабельные каналы и их боковые стенки. В сооружения для прокладки кабелей не должна попадать вода, в противном случае следует принимать меры к откачке воды насосом.

Периодичность осмотров устанавливают в зависимости от типа устройства, его назначения и формы обслуживания. Осмотры проводят:

- при неблагоприятной погоде (мокрый снег, туманы, сильный и продолжительный дождь, гололед и т.д.);
- после КЗ и при появлении сигнала о замыкании на землю;
- в темноте для выявления возможных разрядов коронирования;
- в местах повреждения изоляции и нагревов токоведущих частей.

В распределительных устройствах подстанций напряжением 35 кВ и выше, не имеющих постоянного дежурного персонала, составляют график осмотров в зависимости от типа устройства (закрытое или открытое) и от назначения подстанции. Осмотр распределительных устройств напряжением 10 кВ проводят в соответствии с местными инструкциями с учетом мощности КЗ и состояния оборудования. Во всех случаях независимо от значения отключаемой мощности КЗ осматривают выключатель после цикла неуспешного автоматического повторного включения и отключения из-за КЗ.

После отключения КЗ проводят, как правило, внеочередной осмотр распределительных устройств в целях проверки состояния электрооборудования, по которому протекал ток короткого замыкания.

При осмотрах особое внимание обращают на состояние помещения, исправность средств безопасности, исправность отопления, вентиляции, освещения, заземления, уровень и температуру масла в аппаратах, отсутствие течи, состояние контактов, изоляции и т.д.

Не менее важным является осмотр исправности освещения (рабочего и аварийного) в коридорах, проходах и камерах для того, чтобы при необходимости осуществить замену перегоревших ламп, соблюдая при этом правила безопасности.

В распределительных устройствах, где измерительные приборы и релейная защита установлены в шкафах, расположенных в кори-

доре, на стенках камер или встроены в конструкцию (КРУ), обращают внимание на состояние приборов и реле, видимых с проходов, в целях определения выпавших блинкеров реле, целостности стекол приборов и сигнальных ламп, действия счетчиков и т. д.

Все осмотры проводят тщательно, чтобы своевременно выявить ненормальности в работе распределительных устройств, строго выполняя правила техники безопасности.

О всех неисправностях, замеченных при осмотрах распределительных устройств, делают запись в эксплуатационном журнале. Неисправности, которые нарушают нормальный режим работы, необходимо устранять в кратчайший срок. Исправность резервных элементов распределительных устройств (трансформаторов, выключателей, шин и др.) необходимо регулярно проверять, включая их под напряжение. Резервное оборудование должно быть в любой момент готово к включению без какой-либо предварительной подготовки. Периодичность очистки распределительных устройств от пыли и грязи зависит от местных условий. Ее устанавливает главный инженер предприятия.

Помимо осмотров оборудование распределительных устройств подвергается профилактическим проверкам и испытаниям, выполняемым согласно планово-предупредительным работам и в соответствии с требованиями ПУЭ. Их проводят для предупреждения внезапных отказов, выявления неисправности отдельных элементов, обнаружить которые внешним осмотром не удастся.

Объем проводимых мероприятий регламентирован и включает в себя ряд общих операций и отдельные специфические работы для данного вида оборудования.

К *общим операциям* относятся измерение сопротивления изоляции, проверка нагрева контактных соединений, измерение сопротивления контактов постоянному току.

Специфическими операциями являются проверки времени и хода подвижных частей, характеристик выключателей, действия механизма свободного расцепления и др.

Контактные соединения — одни из самых уязвимых мест в распределительных устройствах. Состояние контактных соединений определяется внешним осмотром, а при проведении профилактических испытаний — с помощью специальных измерений. При внешнем осмотре контактов обращают внимание на цвет их поверхности, испарение влаги при дожде и снеге, наличие свечения и искрения контактов.

Профилактические испытания предусматривают проверку нагрева болтовых контактных соединений.

В последнее время для контроля температуры контактных соединений используют тепловизоры и пирометры, действие которых основано на принципе использования инфракрасного излучения. По измеренной температуре судят о состоянии контактов.

Текущий ремонт оборудования распределительных устройств проводится по мере необходимости в сроки, устанавливаемые главным инженером предприятия. Объем текущего ремонта, как правило, ограничивается внешним осмотром, чисткой, смазкой трущихся частей и измерением сопротивления контактов постоянному току.

Капитальный ремонт аппаратов распределительных устройств (измерительных трансформаторов тока и напряжения, конденсаторов связи и т.д.) проводится по мере необходимости в зависимости от результатов испытаний и осмотров. Периодичность капитального ремонта электрооборудования распределительных устройств допускается изменять (уменьшать или увеличивать межремонтный период) исходя из опыта эксплуатации, значений отключаемых аппаратами токов КЗ, результатов измерений характеристик и испытаний, проводимых в межремонтный период.

Внеплановый ремонт оборудования проводится после использования им коммутационного или механического ресурса. Коммутационный ресурс выключателей зависит от числа отключений КЗ и значений отключаемых при этом токов. При небольших значениях токов КЗ допускается большее число отключений. Для учета числа и значений отключаемых токов КЗ на выключателях устанавливают автоматические счетчики.

После проведенного ремонта оборудования проверяют целостность присоединения корпусов аппаратов к сети заземления, а при осмотрах распределительных устройств, кроме того, обязательно проверяют наличие защитных средств (оперативных штанг, указателей напряжения, клещей для снятия предохранителей, диэлектрических перчаток, защитных переносных заземлений и др.), их пригодность и техническое состояние.

При осмотре трансформаторов тока и напряжения проверяют:

- отсутствие следов перегрева токоведущих частей и магнитопровода;
- исправность вторичных цепей.

Осмотр трансформаторов тока и напряжения выполняют при вводе их в работу и при осмотре распределительных устройств.

Организация технического обслуживания и ремонта измерительных трансформаторов тока и напряжения включает в себя:

- постоянный и периодический контроль;
- оценку технического состояния;

- оценку возможности продления их срока службы;
- проведение ремонта и замен.

Объем технического обслуживания и ремонта определяется необходимостью поддержания работоспособного состояния измерительных трансформаторов тока и напряжения. Организация ремонта и последующая оценка его качества осуществляются в соответствии с нормативными документами.

Периодичность, объем и нормы технического обслуживания герметичных маслонеполненных, газонаполненных и сухих измерительных трансформаторов тока и напряжения определяют в соответствии с руководствами по эксплуатации заводов-изготовителей.

Выведенные из работы и пришедшие в негодность для дальнейшей эксплуатации измерительные трансформаторы тока и напряжения утилизируют.

Безопасность технического обслуживания измерительных трансформаторов тока и напряжения обеспечивается тем, что они изолируют приборы и релейную аппаратуру от высокого напряжения.

Осмотр трансформаторов тока и напряжения проводят одновременно с остальным электрооборудованием. При этом обращают внимание на состояние контактных соединений (особенно первичной обмотки трансформаторов с шинами распределительного устройства), корпуса бака, литой изоляции, на уровень масла, на отсутствие сколов и трещин, а также течи масла через прокладки и армировочные швы, на наличие следов перекрытия изоляторов, цвет силикагеля во влагоосушительных фильтрах, на отсутствие разрядов и треска в трансформаторах.

Техническое обслуживание трансформаторов напряжения и их вторичных цепей выполняется персоналом и заключается в надзоре за работой трансформаторов напряжения и контроле за исправностью цепей вторичного напряжения.

Надзор за работой трансформаторов напряжения выполняется во время осмотров электрооборудования. При этом обращают внимание на общее состояние трансформатора напряжения, наличие в нем масла, отсутствие разрядов и треска внутри трансформатора напряжения, отсутствие перекрытий, степень загрязнения изоляторов, отсутствие трещин и сколов изоляции. При обнаружении трещин в изоляции трансформаторы напряжения должны быть отключены и подвергнуты детальному осмотру и испытанию.

В процессе эксплуатации необходимо следить за тем, чтобы плавкие вставки предохранителей были правильно выбраны.

На щитах управления необходимо систематически контролировать наличие напряжения у трансформаторов напряжения по

вольтметрам и сигнальным устройствам (сигнальные лампы, звонок и др.). В случае исчезновения вторичного напряжения из-за перегорания предохранителей низкого напряжения их следует заменить.

Кроме того, у трансформаторов напряжения 35 кВ и выше измеряют тангенс угла диэлектрических потерь, а у трансформаторов тока (с изоляцией из бумаги и бакелита) это измерение выполняют для всех напряжений.

Технология ремонта измерительного трансформатора напряжения, правила разборки магнитопровода, выполнение намоточных работ при изготовлении катушек (обмоток) и другие операции во многом сходны с подобными работами силового трансформатора.

На все время ремонта и монтажа первичные и вторичные обмотки трансформаторов напряжения в целях безопасности должны быть закорочены, так как случайные прикосновения к временным проводкам, предназначенным для измерений, сварки и освещения, могут быть опасными для людей.

От правильной работы измерительных трансформаторов напряжения зависит надежная работа релейной защиты и автоматики (РЗиА). Дело в том, что для питания РЗиА используют различные схемы соединений обмоток измерительных трансформаторов напряжения: в «звезду», в открытый «треугольник», в фильтр напряжения нулевой последовательности (рис. 6.1—6.3).

Схема соединения TV в «звезду» (см. рис. 6.1) предназначена для получения напряжения фаз относительно земли и междупазных напряжений. Три первичные обмотки *TV1* соединяются в «звезду». Начала каждой обмотки (выводы *A*, *B*, *C*) присоединяются к соответствующей фазе линии, а концы *X*, *Y*, *Z*

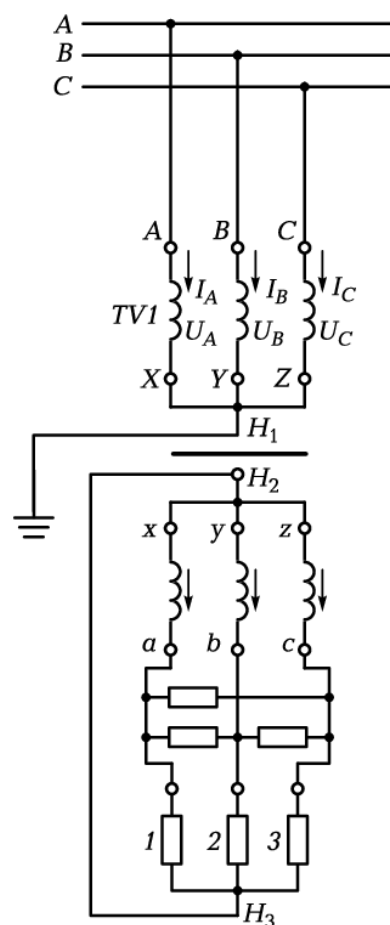


Рис. 6.1. Схема соединений однофазных TV в «звезду» с заземленной нейтралью первичной обмотки:

TV1 — три однофазных измерительных трансформатора напряжения; *A*, *B*, *C* — начала первичных обмоток; *X*, *Y*, *Z* — концы первичных обмоток; *H1*—*H3* — нейтраль; *a*, *b*, *c* — начала вторичных обмоток; *x*, *y*, *z* — концы вторичных обмоток; 1, 2 и 3 — обмотки реле, включенные на фазные напряжения

объединяются в общую точку (нейтраль H_1) и заземляются. Концы вторичных обмоток x, y, z также соединяются в «звезду», нейтраль которой H_2 связывается проводом с нулевой точкой H_3 нагрузки (обмотки 1, 2 и 3). При такой схеме фазные напряжения на вторичной стороне соответствуют фазным напряжениям относительно земли первичной стороны.

Схема соединения обмоток TV в открытый «треугольник» (см. рис. 6.2) выполняется с помощью двух однофазных TV, включенных на два междуфазных напряжения. Напряжение на зажимах вторичных обмоток TV пропорционально междуфазным напряжениям, подведенным с первичной стороны. Между проводами вторичной цепи включаются реле. Схема позволяет получать три междуфазных напряжения: U_{AB} , U_{BC} и U_{CA} . Схема на первичной и вторичной сторонах является схемой незавершенного «треугольника» (не имеющего одной стороны), что и определило ее название.

Соединение обмоток однофазных TV в фильтр напряжения нулевой последовательности (см. рис. 6.3) выполняется посредством трех однофазных TV. Первичные обмотки соединены в «звезду» с заземленной нейтралью, а вторичные — соединяются последовательно, образуя незамкнутый «треугольник». К зажимам разомкнутых вершин «треугольника» подсоединяется реле. Как следует из схемы,

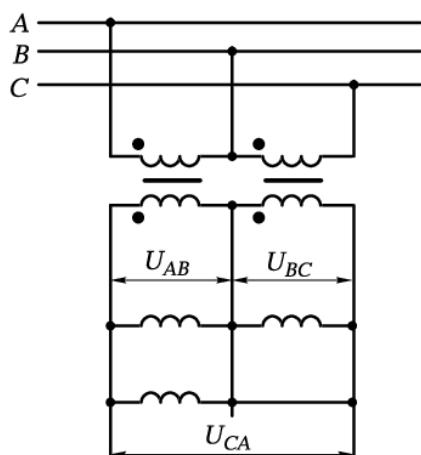


Рис. 6.2. Схема соединений однофазных TV в открытый «треугольник»

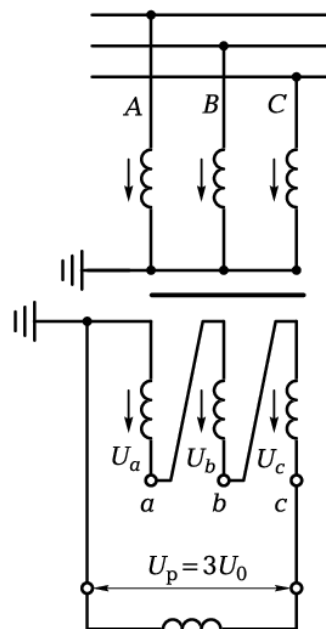


Рис. 6.3. Схема соединений однофазных TV в фильтр напряжения нулевой последовательности:

U_p — напряжение реле

напряжение реле U_p на зажимах разомкнутого «треугольника» будет равно геометрической сумме напряжений вторичных обмоток:

$$U_p = U_a + U_b + U_c.$$

Выражая вторичные напряжения через первичные, получим:

$$U_p = U_A/k_{TV} + U_B/k_{TV} + U_C/k_{TV}.$$

Так как сумма трех фазных напряжений равна утроенному напряжению нулевой последовательности, то

$$U_p = (U_A + U_B + U_C)/k_{TV} = 3U_0/k_{TV}.$$

Следовательно, на зажимах разомкнутого «треугольника» получено напряжение, пропорциональное напряжению нулевой последовательности. В нормальных условиях напряжения фаз симметричны и $U_p = 0$. При замыканиях на землю геометрическая сумма напряжений фаз относительно земли не равна нулю за счет появления в них составляющей $3U_0$. Таким образом, рассмотренная схема является фильтром, пропускающим только напряжение нулевой последовательности. Необходимым условием работы схемы в качестве фильтра нулевой последовательности является заземление нейтрали первичной обмотки трансформатора напряжения. Полученные схемы широко применяют для питания РЗА.

Измерительные трансформаторы тока, так же как и трансформаторы напряжения, используют для питания устройств РЗА. Так, в сетях 6 и 10 кВ с малыми токами замыкания на землю они устанавливаются в двух фазах (А и С), в сетях 35 кВ и обязательно в сетях 110 кВ и выше — в трех фазах. Все три фазы оснащаются трансформаторами тока и в сетях напряжением до 1 кВ, если они работают с глухозаземленной нейтралью.

Кроме того, измерительные трансформаторы тока используют при выполнении токовых релейных защит. Применяют четыре **схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока и токовых цепей реле тока** (рис. 6.4):

- 1) полная «звезда» (трехфазная, трехрелейная);
- 2) неполная «звезда» (двухфазная, двухрелейная);
- 3) неполная «звезда» с реле в обратном проводе (двухфазная, трехрелейная);
- 4) включение реле на разность токов двух фаз (двухфазная, однорелейная).

Схемы характеризуются отношением тока в реле I_p к вторичному току I_2 трансформатора тока, называемым *коэффициентом схемы* $k_{сх}$.

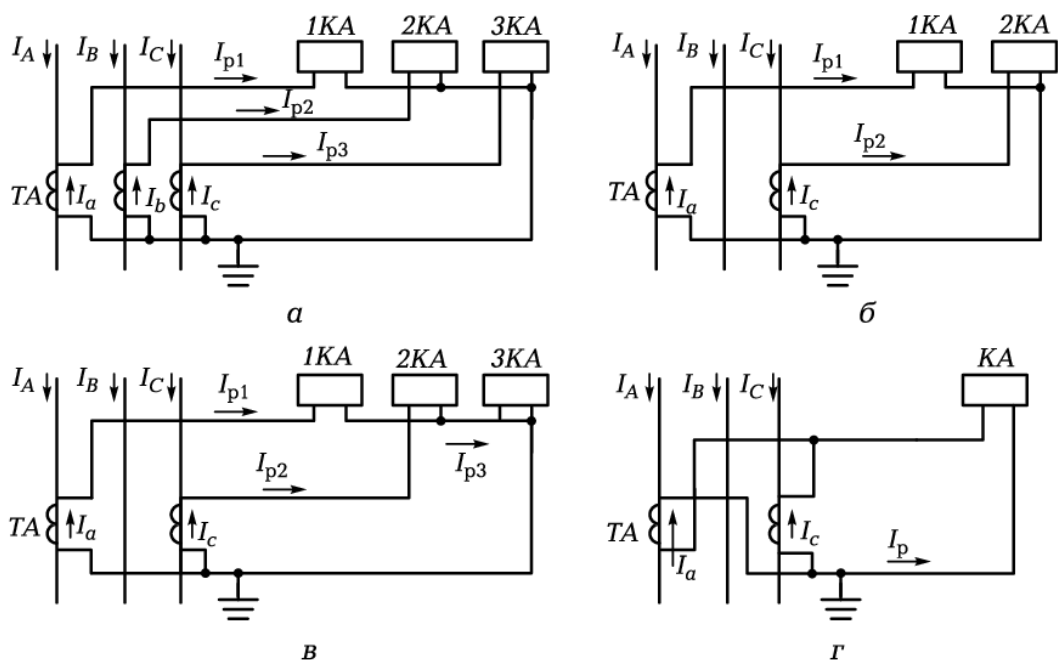


Рис. 6.4. Схемы соединения обмоток ТА и реле:

а — полной «звезды»; *б* — неполной «звезды»; *в* — неполной «звезды» с реле в обратном проводе; *г* — неполного «треугольника»; КА, 1КА—3КА — токовые реле

В схеме *полной «звезды»* (рис. 6.4, *а*) в реле проходят вторичные токи измерительных трансформаторов тока, поэтому коэффициент схемы $k_{сх} = 1$.

Защита может сработать при любом виде КЗ. Эта схема применяется обычно в сетях с глухозаземленной нейтралью, в которых могут возникать не только междуфазные, но и однофазные КЗ, сопровождающиеся протеканием тока в одной фазе.

В сетях с изолированной (компенсированной) нейтралью (напряжения 6 ... 35 кВ) схема, как правило, не применяется, так как в этих схемах могут возникать лишь междуфазные КЗ, для фиксации которых достаточно иметь трансформаторы тока в двух фазах.

В схеме *неполной «звезды»* (рис. 6.4, *б*) в реле тока проходят вторичные токи трансформаторов тока, установленных в фазах А и С. Коэффициент схемы также равен 1. Схема обеспечивает отключение любого междуфазного КЗ (двухфазного или трехфазного).

В схеме *неполной «звезды» с реле в обратном проводе* (рис. 6.4, *в*) через токовое реле 3КА, включенное в обратный провод, проходит сумма вторичных токов фаз А и С или (при междуфазных КЗ) ток фазы В с обратным знаком:

$$I_p = I_a + I_c = -I_b.$$

Коэффициент схемы равен 1. Схема нашла широкое применение в токовых защитах линий напряжением 6...35 кВ.

В схеме *неполного «треугольника»* (рис. 6.4, г) в реле КА проходит ток, равный разности токов фаз А и С, в которых установлены трансформаторы тока:

$$I_p = I_a - I_c.$$

Схема проста, но имеет пониженную чувствительность, однако широко применяется в токовых защитах электроустановок потребителей.

Техническое обслуживание измерительных трансформаторов тока заключается в надзоре за ними и выявлении видимых неисправностей. При этом контролируют нагрузку первичной цепи и устанавливают, нет ли перегрузки (допускается перегрузка до 20 %). Необходимо также следить за нагревом и состоянием контактов, через которые проходит первичный ток. Для маслонаполненных трансформаторов тока это особенно важно, так как связано с возможностью возникновения пожара.

Выводы. При осмотре трансформаторов обращают внимание на отсутствие признаков внешних повреждений (обгорание контактов, наличие трещин в фарфоровых изоляторах и др.), которые могут иметь место, так как трансформаторы подвержены термическим и динамическим воздействиям при КЗ.

Для трансформаторов с литой изоляцией большое значение имеет состояние внешней изоляции: повреждения возникают в результате перекрытий по загрязненной и увлажненной поверхности изоляторов.

У маслонаполненных трансформаторов проверяют не только уровень масла, но и цвет силикагеля: голубой — годен, розовый — испорчен и подлежит замене.

При обнаружении неисправностей трансформатор должен быть выведен в ремонт, который заключается в проверке целостности изоляторов крышек и их армировки. При ремонте проверяют состояние изоляции между первичной и вторичной обмотками, отсутствие обрыва в цепи вторичной обмотки трансформатора тока. При ремонте проходных трансформаторов тока (типов ТПФМ, ТПОФ и др.) проверяют наличие контакта между корпусом и поверхностью изолятора, покрытой проводящим слоем металла или графита.

Трансформаторное масло испытывают только у измерительных трансформаторов на напряжение 35 кВ и выше. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей допускают полную замену масла, если оно не удовлетворяет нормам при профилактических испытаниях изоляции.

Плановый ремонт измерительных трансформаторов производится в соответствии с графиками ремонта, которые должны обеспечивать выполнение всех запланированных в них работ. Вывод в ремонт измерительных трансформаторов, не предусмотренных графиком ремонта, осуществляется в следующих случаях:

- для предотвращения повреждений и аварийных отключений;
- при возникновении в процессе эксплуатации неисправностей, требующих ремонта (выделение дыма, течь масла у маслонаполненных измерительных трансформаторов, резкое падение давления элегаза в газонаполненных измерительных трансформаторах и др.).

Существует система мониторинга, предназначенная для постоянного контроля технического состояния изоляции измерительных трансформаторов тока и напряжения под рабочим напряжением. В измерительных приборах этой системы реализованы два современных диагностических метода мониторинга состояния изоляции измерительных трансформаторов:

- 1) контроль тангенса угла диэлектрических потерь изоляции для трехфазной группы измерительных трансформаторов;
- 2) контроль величины емкости главной изоляции трансформаторов тока или емкостного делителя для трансформаторов напряжения.

В процессе эксплуатации трансформаторов тока проводят систематическую проверку сопротивления изоляции вторичных цепей (вторичных обмоток трансформатора тока, токовых катушек реле, контакторов и приводов, токовых цепей контрольно-измерительных приборов и др.).

При напряжении 35 кВ и ниже измерительные трансформаторы напряжения включают через плавкие предохранители. Такая мера необходима для того, чтобы при повреждении трансформатора напряжения он не стал причиной развития аварии.

Для безопасного обслуживания вторичных цепей трансформаторов напряжения в случае пробоя изоляции и попадания высокого напряжения на вторичную обмотку один из зажимов вторичной обмотки заземляется.

Основной мерой безопасного производства работ во вторичных токовых цепях в случае повреждения изоляции и попадания на вторичную цепь высокого напряжения является заземление одного из концов каждой вторичной обмотки трансформатора тока.

Во время эксплуатации и после аварии или длительного пребывания измерительных трансформаторов в отключенном состоянии проводят внеплановые осмотры в соответствии с ПТЭЭП, ПТБ и заводскими инструкциями.

ВИДЫ И ТЕХНОЛОГИИ РАБОТ ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ КОМПЛЕКТНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ

В настоящее время широкое распространение получили КРУ напряжением 6 (10) кВ заводского изготовления. Эксплуатационный персонал, обслуживающий КРУ, должен знать назначение отдельных частей КРУ и их взаимодействие во время работы. При обслуживании КРУ необходимо руководствоваться не только ПТЭЭП и ППБ, но и инструкциями заводов-изготовителей, а также знать работу электрооборудования, входящего в состав КРУ.

На рис. 6.5 показано устройство выкатного КРУ внутренней установки.

В сетях с изолированной или заземленной через дугогасящий реактор нейтралью распространение получили КРУ серии КМ-1Ф (КМ — комплектное малогабаритное распределительное устройство; 1Ф — модификация КРУ с фарфоровой изоляцией; класс напряжения — 10 кВ). Эти КРУ применяют в ЗРУ и электроустановках с частыми коммутационными операциями при наличии шкафов с вакуумными выключателями. Окружающая среда — невзрывоопасная, не содержит агрессивных газов и испарений, химических отложений, не насыщена токопроводящей пылью и водяными парами.

Комплектные распределительные устройства подразделяют на внутренние (КРУ) и наружные (КРУН). Они поставляются готовыми (полностью собранными на специализированных заводах) в виде шкафов со встроенным в них электрическим оборудованием, устройствами релейной защиты и автоматики, измерения, сигнализации и управления.

Шкафы могут быть:

- *стационарные*, если коммутационные аппараты и оборудование установлены в корпусах шкафов неподвижно;
- *выдвижные*, если оборудование установлено на выдвижных (выкатных) тележках, которые можно перемещать внутри шкафа и выкатывать за его пределы.

В шкафах выкатного исполнения тележки выключателей могут занимать следующие положения:

- *рабочее*, при котором тележка с выключателем находится в шкафу, контакты первичных и вторичных цепей замкнуты, выключатель находится под нагрузкой или под напряжением;

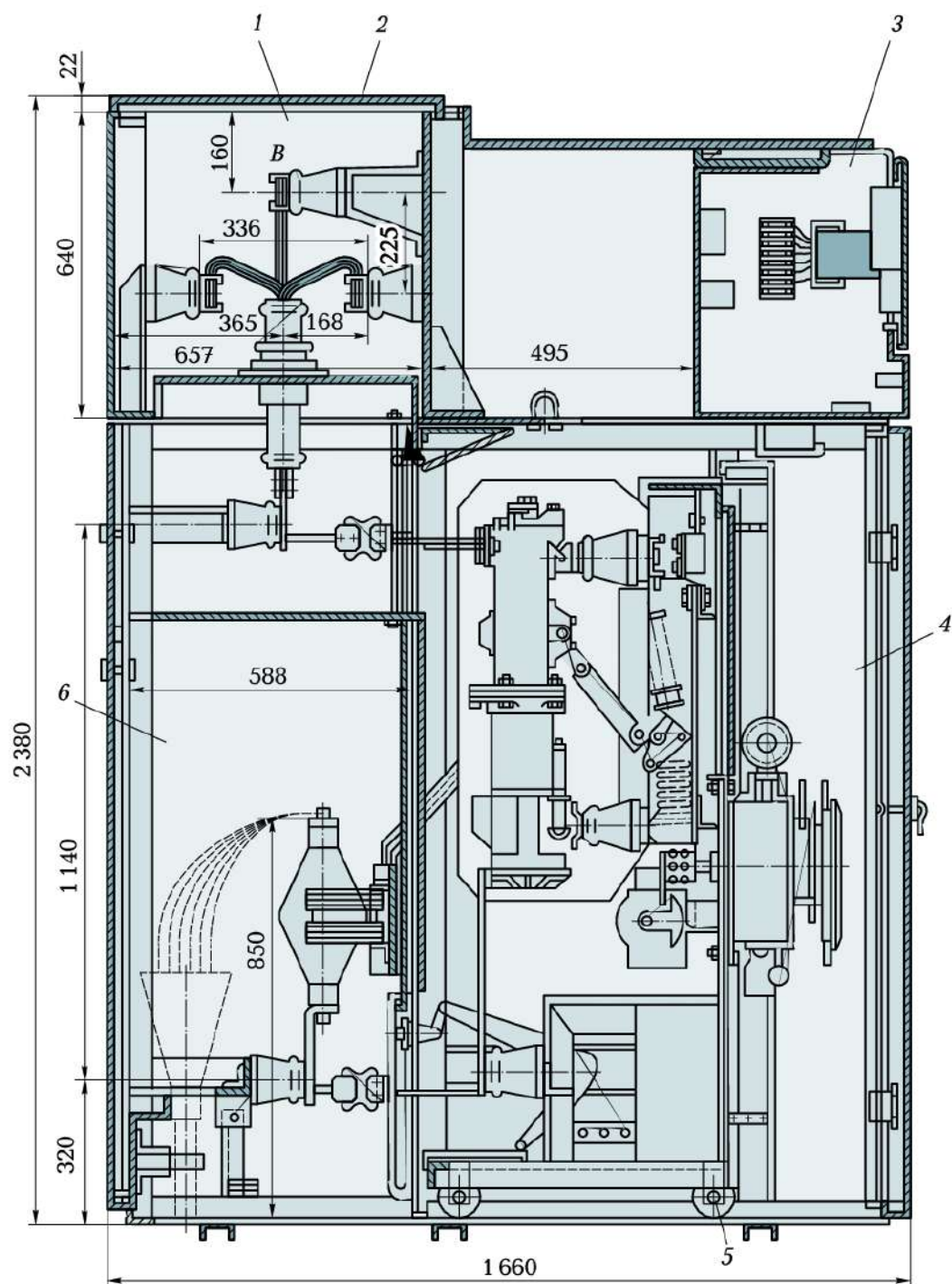


Рис. 6.5. Выкатные КРУ внутренней установки:

1 — шинный отсек; 2 — съемная крышка; 3 — релейный шкаф; 4 — отсек выкатной части; 5 — тележка; 6 — отсек трансформаторов тока и кабельных разделок

- *контрольное*, когда тележка с выключателем выкачена из шкафа не полностью, контакты первичной цепи разомкнуты, а вторичные контакты остаются замкнутыми (в этом положении возможно опробование выключателя на включение и отключение);
- *ремонтное*, при котором тележка с выключателем полностью выкачена из шкафа, контакты всех цепей разомкнуты.

В распределительных устройствах напряжением 6 (10) кВ, выполненных из шкафов КРУ с силовым выключателем на выкатной тележке, роль разъединителей выполняют втычные контакты, замыкаемые при выкатывании тележки из шкафа и замыкаемые при вкатывании тележки в шкаф.

Основным узлом КРУ, влияющим на его надежность, является выдвижной элемент, в котором собрано большинство блокировок, предназначенных в основном для защиты персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

К блокировкам в КРУ относятся:

- блокировка, запрещающая выкатывание тележки из рабочего положения и вкатывание в рабочее положение с включенным выключателем;
- блокировка, не разрешающая включение в шкафах КРУ заземляющих ножей, если тележка с выключателем находится в рабочем положении;
- блокировка, не позволяющая вкатывать в рабочее положение тележки при включенных заземляющих ножах;
- блокировка, запрещающая включение заземляющих ножей на сборные шины при рабочем положении выключателей тех электрических цепей, по которым возможна подача напряжения на шины;
- блокировка, не позволяющая вкатывание в рабочее положение тележки указанных ранее электрических цепей при включенных заземляющих ножах на сборных шинах КРУ.

Безопасная работа в отсеке выдвижного элемента обеспечивается шторками падающего типа, которые при выкатывании выдвижного элемента опускаются под действием собственной массы и тем самым закрывают доступ к токоведущим частям, находящимся под напряжением.

Кроме того, в КРУ стационарного исполнения имеется блокировка, разрешающая открывание сетчатых дверей только после отключения электрической цепи выключателем и разъединителем.

Следует учитывать, что блокировки выполняют свою роль только при их исправности, поэтому необходимо периодически проверять

действие блокировок. Если какие-то блокировки не работают или отсутствуют, то переключения в КРУ должны выполняться по бланкам переключений.

При применении в КРУ вакуумных выключателей необходимо учитывать 4—5-кратные всплески напряжения, которые возникают при коммутации нагрузки. Эти перенапряжения опасны для обмоток электродвигателей, трансформаторов и длительно находящихся в эксплуатации кабелей с изношенной изоляцией. Поэтому для защиты электрооборудования от всплесков напряжения используют ограничители перенапряжений.

При обслуживании КРУ (КРУН) необходимо не только знать назначение всех его отдельных частей и их взаимодействие во время работы, но и руководствоваться ПТЭЭП, ПТБ, инструкциями заводов-изготовителей.

Техническое обслуживание, содержащее операции по поддержанию работоспособности ячеек КРУ в течение срока его службы, включает в себя:

- осмотры шкафов по графику, определяемому местными условиями;
- мелкий ремонт аппаратуры и оборудования, не требующий снятия напряжения и осуществляемый во время перерывов в работе питающихся от ячеек КРУ потребителей электроэнергии;
- отключение оборудования в аварийных ситуациях в соответствии с требованиями ПТЭЭП и в порядке, предусмотренном местными инструкциями;
- обеспечение надзора и ухода за электрооборудованием и помещениями, где находится КРУ, а также устранение всех неисправностей, выявленных при осмотрах и измерениях, так как развитие этих неисправностей может привести к аварии;
- осмотр состояния сети освещения, заземления, изоляции, приводов, контактов, блокировок, главных и вторичных цепей;
- выявление отсутствия антикоррозийного покрытия, разрядов, коронирования;
- своевременное производство испытаний и ремонта электрооборудования;
- проверку наличия средств безопасности;
- соблюдение установленного порядка и последовательности выполнения переключений в КРУ;
- выполнение требований безопасности при обслуживании КРУ; при наличии дефектов в электрооборудовании КРУ или неудовлетворительной его эксплуатации КРУ могут представлять опасность для обслуживающего персонала (особенно КРУ с масляными выключателями).

Периодические осмотры КРУ проводят в соответствии с графиком, внеочередные — после отключения КЗ и при неблагоприятной погоде.

Для снижения тяжести разрушений, происходящих при КЗ в ячейках КРУ и КРУН, применяют различные варианты так называемой дуговой защиты. Для этой защиты используют датчики, реагирующие на яркий свет, высокую температуру и избыточное давление, сопровождающие КЗ в ячейках.

Кроме того, для предотвращения разрушения ячеек КРУ от внутренних КЗ применяется быстродействующая релейная защита секций шин 6 (10) кВ, которая срабатывает только при КЗ на сборных шинах подстанции и отключает его с минимальной выдержкой времени выключателями питающих присоединений.

При осмотре проверяется состояние выключателей, приводов, разъединителей, блокировок, отсутствие видимых повреждений изоляторов, состояние вторичных цепей, действие системы управления выключателями и др.

Опыт работы показал, что в КРУН при резких перепадах температуры наружного воздуха происходит повышение относительной влажности в шкафах и увлажнение поверхности изоляторов, что может привести к их перекрытию, поэтому необходимо систематически проводить чистку изоляции от пыли. К обязательному мероприятию относится проверка пропускной способности ранее установленного электрооборудования, которого может быть недостаточно в связи с ростом нагрузки и изменившимися условиями работы. В таких случаях производится модернизация или замена электрооборудования, а также секционирование электрической сети.

При *текущем ремонте* устраняют дефекты, обнаруженные при техническом обслуживании и во время ремонта. После текущего ремонта проводят испытания встроенного в камеры КРУ оборудования в соответствии с нормами.

Капитальный ремонт выполняют для восстановления исправности и полного или близкого к полному восстановлению ресурса ячеек КРУ с заменой или восстановлением любых его частей. При капитальном ремонте устраняют дефекты, а также заменяют изношенные части механизмов, поврежденные контакты главных цепей, поврежденные изоляторы, восстанавливают лакокрасочные покрытия на поврежденных участках ячеек КРУ.

Капитальный ремонт встроенного в камеры КРУ оборудования проводится с учетом требований, изложенных в инструкциях заводов — изготовителей этого оборудования. После проведения капитального ремонта ячеек КРУ проводят:

- измерение сопротивления изоляции главных и вспомогательных цепей;
- испытание повышенным напряжением промышленной частоты изоляции ячеек КРУ и его вспомогательных цепей;
- измерение сопротивления постоянному току;
- проверку блокировок;
- испытания встроенного в камеры КРУ оборудования.

Для безопасности при выполнении ремонтных работ в ячейках КРУ целесообразно предусматривать возможность полного обесточивания секций и неподвижных разъединяющих контактов.

Заключение о пригодности ячеек КРУ к эксплуатации дается на основании сравнения результатов испытаний с нормами, а также по совокупности результатов всех проведенных испытаний и осмотров. Проведение всех ремонтных работ и осмотров оформляют записями в журнале дефектов с оформлением актов, в которых указывают перечень выявленных и устраненных дефектов и результаты испытаний.

Организационные и технические мероприятия по обеспечению электробезопасности обслуживания КРУ должны соответствовать ПТБ при эксплуатации электроустановок, а также по обеспечению пожарной защиты. Степень защиты обслуживающего персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям при закрытых дверях шкафов КРУ и при наличии выдвижных элементов в рабочем положении — IP20.

К особой группе КРУ относятся распределительные устройства с элегазовой изоляцией (КРУЭ). Чистый элегаз химически не активен, безвреден, не горит и не поддерживает горения, обладает повышенной теплоотводящей способностью и сочетает в себе изоляционные и дугогасящие свойства. В эксплуатации элегаз не стареет и не требует ухода, как, например, масло. Комплектуют КРУЭ коммутационно-защитными аппаратами и устройствами (выключателями, разъединителями и др.), токовые части которых находятся в среде элегаза под давлением внутри немагнитного заземленного герметичного корпуса.

Применение КРУЭ позволяет уменьшить площади и объемы, занимаемые распределительными устройствами, и обеспечить возможность более легкого расширения по сравнению с традиционными распределительными устройствами.

Так, площадь, занимаемая КРУЭ, составляет 10...25 % общей площади, требуемой для традиционного ОРУ, а объем ячейки КРУЭ более чем в 100 раз меньше ячейки ОРУ. Это позволяет строить подстанции в условиях плотной застройки или высокой стоимости земли.

Срок эксплуатации КРУЭ до первого ремонта, как правило, составляет не менее 15 лет. Размер инвестиций на реконструкцию с использованием модульных КРУЭ существенно меньше, чем с применением ЗРУ, так как не требуется строительство капитального здания. Применение КРУЭ намного сокращает эксплуатационные расходы.

Так как элегаз является экологически безопасной заменой масла, а КРУЭ по многим показателям соответствуют высоким требованиям, предъявляемым к экологически чистым высоковольтным распределительным устройствам, то они могут использоваться в жилых районах города.

Герметичные КРУЭ незаменимы в труднодоступных районах и в районах с суровыми климатическими условиями (районы вечной мерзлоты с трудно осваиваемыми площадками подстанций), в районах с сильно загрязненной атмосферой (на объектах химии, металлургии, нефтехимии и др.).

Кроме того, КРУЭ имеет следующие *достоинства*:

- они многофункциональны; в одном корпусе совмещены сборные шины, выключатель, разъединители с заземлителями, ТА и TV, что существенно уменьшает размеры и повышает надежность распределительных устройств;
- взрыво- и пожаробезопасны;
- имеют высокую надежность и стойкость к воздействию внешней среды;
- могут быть установлены в сейсмически активных районах и зонах с повышенной загрязненностью;
- они безопасны и удобны при эксплуатации; просты при монтаже и демонтаже.

При осмотрах КРУЭ проверяют общее состояние оборудования, в том числе отсутствие пыли, шума, треска и т. д. Проверяют также работу приточно-вытяжной вентиляции, температуру воздуха в помещении распределительного устройства.

Ошибочные операции в КРУЭ, как правило, исключены благодаря применению электрических и механических блокировок. Обслуживание КРУЭ сводится в основном к контролю за давлением в секциях и пополнению их элегазом. Герметизация КРУЭ полностью исключает необходимость периодических чисток изоляции. Такие элементы, как сборные и соединительные шины, вводы, измерительные трансформаторы, вообще не требуют ремонта.

На основании указанных достоинств КРУЭ практически не требуется их техническое обслуживание. Изоляция в КРУЭ (элегаз) не теряет своих свойств из-за атмосферных загрязнений.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Какие аппараты используют для защиты электрооборудования напряжением выше 1 000 В?
2. Какие аппараты используют для защиты электрооборудования напряжением до 1 000 В?
3. Каковы основные задачи технического обслуживания распределительных устройств?
4. Что проверяют при осмотре распределительных устройств?
5. Когда проводят внеочередные осмотры распределительных устройств?
6. Какие мероприятия включает в себя организация технического обслуживания и ремонта измерительных трансформаторов тока и напряжения?
7. Назовите меры безопасности при эксплуатации и техническом обслуживании измерительных трансформаторов тока и напряжения.
8. Для каких целей необходимо знать схемы соединений обмоток измерительных трансформаторов тока и напряжения?
9. Каковы особенности технического обслуживания измерительных трансформаторов тока и напряжения с литой изоляцией?
10. Зачем нужен складской резерв электрооборудования и комплектующих изделий?
11. Как работает выкатное устройство КРУ?
12. Какие блокировки в КРУ вы знаете?
13. Какие меры безопасности используют в ячейках КРУ для выполнения ремонтных работ?

НОРМАТИВНАЯ, ТЕХНИЧЕСКАЯ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ НА ПОДСТАНЦИЯХ

7.1. ВИДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ И ОТЧЕТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ, ПОРЯДОК ЕЕ ЗАПОЛНЕНИЯ

Технологическая документация. Под технологической документацией понимают комплект технологических документов (графических и текстовых), определяющих технологический процесс или технологическую операцию изготовления изделия и содержащих данные для организации производственного процесса.

Технологический процесс — часть всего производственного процесса, содержащая целенаправленные действия по изменению формы, размеров и свойств материалов при изготовлении из них изделий. Технологический процесс осуществляют на различном технологическом оборудовании с применением технологической оснастки: дополнительного оборудования, приспособлений, инструментов.

Технологическая операция — законченная часть технологического процесса, выполняемая на одном рабочем месте или станке различными инструментами.

Технологическая операция состоит из различных технологических переходов. *Технологическим переходом* называют часть технологической операции, выполняемую на одном рабочем месте или станке одним и тем же инструментом.

Состав, содержание и порядок разработки всей технологической документации регламентированы Единой системой технологической документации (ЕСТД). В комплекс стандартов ЕСТД входит более 40 стандартов, которые учитывают возможность разработки, оформления и применения технологических документов в условиях автоматизированной системы управления производством.

Технологическая документация необходима для решения следующих основных задач:

- определение технологического процесса или операции изготовления изделия;
- обеспечение качества изготавливаемого изделия;
- нормирование труда при изготовлении изделия;
- нормирование расхода основных и вспомогательных материалов.

В зависимости от назначения технологическую документацию подразделяют на основную и вспомогательную.

К **основной технологической документации** относятся:

- маршрутная карта;
- карта технологического процесса;
- карта типового технологического процесса;
- операционная карта;
- карта типовой операции;
- комплексная карта.

Завершающим этапом разработки технологической документации является *нормоконтроль*, который проводится на всех этапах разработки технологической документации. Содержание работ по нормоконтролю зависит от вида технологического документа. В процессе такого контроля проверяется соблюдение в технологической документации норм и требований, установленных стандартами и другими нормативно-техническими документами. Порядок проведения нормоконтроля определяется ЕСТД. Основное назначение нормоконтроля: повышение уровня типизации технологических процессов, сокращение сроков подготовки производства, снижение себестоимости и улучшение качества выпускаемой продукции.

К **вспомогательной технологической документации** относятся:

- карта заказа на проектирование и изготовление технологической оснастки;
- карта согласования технологического процесса (операции).

В состав технологической документации входит и конструкторская документация.

Наиболее часто применяют технологические карты трех видов: маршрутные, технологических процессов и операционные.

Маршрутная карта является основным технологическим документом, определяющим последовательность прохождения обрабатываемой детали, узла, прибора или изделия по цехам и содержащим описание всех операций.

Маршрутная карта разрабатывается на всех стадиях составления рабочей документации с указанием оборудования, оснастки, материалов и т. д. Большое разнообразие технологических процессов приводит к необходимости дополнять технологические карты

технологическими инструкциями, в которых описываются методы контроля технологического процесса, меры безопасности и др.

В условиях единичного и опытного производства основным технологическим документом является маршрутная карта, дополняемая чертежом детали или операционным эскизом (рабочий чертеж изделия).

Карта технологического процесса определяет последовательность обработки детали или узла по операциям и переходам и применяется главным образом в серийном производстве. Эти карты в отличие от маршрутных содержат также расчеты режимов обработки и предусматривают закрепление обрабатываемого изделия за определенным оборудованием.

Операционную карту разрабатывают отдельно на каждую операцию. Она содержит полный перечень всех переходов с подробным изложением данных о режимах, методике технического контроля, геометрических и других параметрах, измерениях и испытаниях. Операционная карта, как правило, содержит эскизный чертеж, изображающий детали или узел, с указанием мест обработки, способа закрепления, размещения инструмента.

Кроме указанной используется также и другая технологическая документация, а именно: карты эскизов, ведомость оснастки, ведомость материалов, ведомость технологических документов и др.

Карта эскизов — графический документ, содержащий эскизы, схемы и таблицы и предназначенный для пояснения выполнения технологического процесса, операции или перехода изготовления или ремонта изделия (составных частей изделия), включая контроль и перемещения.

Ведомость оснастки — документ, предназначенный для указания применяемой технологической оснастки при выполнении технологического процесса изготовления или ремонта изделия (составных частей изделия).

Ведомость материалов — документ, предназначенный для указания данных о подетальных нормах расхода материалов, заготовках, технологическом маршруте прохождения изготавливаемого или ремонтируемого изделия (составных частей изделия). Применяется для решения задач по нормированию материалов.

Ведомость технологических документов — документ, предназначенный для указания полного состава документов, необходимых для изготовления или ремонта изделий (составных частей изделий), и применяемый при передаче комплекта документов с одного предприятия на другое.

Отчетная документация. Под *отчетной документацией* понимают перечень документов, содержащих сведения о результатах деятельности организации (предприятия, учреждения) за определенный период времени (год, полугодие, квартал, месяц, декада).

Отчетная документация позволяет сопоставлять полученные результаты с плановыми, намеченными ранее, а также служит основой для текущего планирования.

Отчетная документация состоит из следующих комплектов документов:

- государственной статистической отчетности;
- ведомственной отчетности;
- внутренней отчетности организации.

Формы документов *государственной статистической отчетности* разрабатываются Росстатом и являются обязательными для всех учреждений, организаций и предприятий.

Формы документов *ведомственной отчетности* разрабатываются федеральными органами исполнительной власти (министерствами и ведомствами) и также являются обязательными для всех организаций, учреждений и предприятий.

Государственную статистическую и ведомственную отчетности составляют на основе специальных форм и нормативов и представляют в установленные сроки соответствующим территориальным органам.

По срокам представления они могут быть декадными, месячными, квартальными, полугодовыми и годовыми.

Кроме государственной статистической и ведомственной отчетности в каждой организации составляется *внутренняя отчетность* о выполнении планов, заданий, разовых поручений руководства или поручений вышестоящей организации.

Внутриорганизационные отчетные документы в виде отчета или справки отчетного характера (в отличие от аналитической справки) составляют в относительно свободной форме на общем бланке или стандартном листе бумаги. Обязательными реквизитами отчета или справки отчетного характера являются: наименование организации, название вида документа, дата, номер документа, место составления, заголовок к тексту, подпись, гриф утверждения (на отчетах) или резолюция руководителя (на справке отчетного характера). В заголовке отчета указывается: наименование органа или должностного лица, о результатах деятельности которых сообщается в документе; отчетный период.

Отчетные документы могут составляться по различным направлениям деятельности организации: о результатах функциональной,

научно-исследовательской или научно-внедренческой деятельности, выполнении отдельных, разовых мероприятий или заданий руководства и др.

Примером внутриорганизационного отчетного документа являются бланки переключений (обычные и типовые), которые находятся под строгим учетом.

7.2. СОСТАВ ТЕХНИЧЕСКОЙ И ИСПОЛНИТЕЛЬНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА ПОДСТАНЦИИ. ПРОЕКТНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

Техническая документация. К технической документации на подстанции относится документация, охватывающая все аспекты функционирования электрооборудования, находящегося на подстанции, связанные с его эксплуатацией, ремонтом, реконструкцией, обслуживанием и др.

В соответствии с ПТЭЭП в состав технической документации входит следующая документация:

- проектно-техническая;
- журналы и бланки;
- списки работников;
- инструкции.

Наличие полной и качественной нормативно-технической документации на подстанциях является важной предпосылкой по организации и поддержанию требуемого уровня электрохозяйства. Вся система распределительных устройств и подстанций предприятий (организаций), начиная от вводных устройств и до конечного пункта потребления электроэнергии, должна быть документально оформлена, а срок ее «жизни» от проекта и до ликвидации должен быть документально подтвержден.

Особенностью нормативно-технической документации на подстанциях является:

- значительное ее количество по назначению и наименованиям;
- постоянное обновление и корректировка нормативов, требований органов государственного и ведомственного надзора;
- изменения и дополнения в отраслевых и эксплуатационных инструкциях, технических отчетах, проектах и расчетных схемах электроснабжения и др.

Кроме общих для электротехнического персонала предприятия НТД каждая категория работников на подстанциях имеет свои нормативы, производственные, должностные и эксплуатационные

инструкции, методические указания органов энергонадзора и рекомендаций энергоснабжающих организаций.

На рис. 7.1 показан необходимый для каждого потребителя электроэнергии перечень технической документации, регламентированный действующими нормами и правилами.

В состав **проектно-технической документации** входят:

- генеральный план с нанесением зданий, сооружений и подземных электротехнических коммуникаций;
- технические паспорта отдельно по каждому виду основного и вспомогательного оборудования, содержащие параметры и технические характеристики этого оборудования; в каждый паспорт записывают выявленные во время эксплуатации и испытаний отклонения от нормальных режимов, сведения о произведенных конструктивных изменениях, результаты ремонта и проверок, а также заключение о пригодности оборудования к дальнейшей эксплуатации; записи подтверждают актами и протоколами испытаний; все изменения в электроустановках, выполненные в процессе эксплуатации, должны отражаться в схемах и чертежах немедленно и доводиться до сведения всех работников, для которых обязательно знание этих схем, с записью в журнале распоряжений;
- акты испытаний и наладки электрооборудования, приемки скрытых работ; акт разграничения по балансовой принадлежности и эксплуатационной ответственности, составляемый между энергоснабжающей организацией и потребителем электроэнергии; в акт разграничения вносятся все субпотребители электроэнергии;
- протоколы измерений, проверки устройств заземления;
- проект (однолинейная схема); для потребителей, имеющих простую схему электроснабжения, достаточно вместо проекта иметь однолинейную схему электроснабжения, в которую вносят имеющие место изменения; вся документация по этому пункту утверждается и согласовывается с энергоснабжающей организацией и органами Госэнергонадзора;
- сертификаты на оборудование и материалы.

Списки работников (пп. 6—11, рис. 7.1) входят в перечень технической документации для каждого потребителя, в том числе отдельно и для структурных подразделений, которые утверждаются техническим руководителем предприятия (организации).

Журналы (пп. 12—23, 26, рис. 7.1), а также указанные ранее списки работников, должны иметься на рабочих местах оперативного персонала на подстанциях.

Проектно-техническая документация

1. Генплан
2. Технические паспорта ЭО
3. Акты испытаний и наладки ЭО, приемки скрытых работ, разграничения балансовой принадлежности, протоколы измерений, проверки устройств заземления
4. Проект (однолинейная схема)
5. Сертификаты на оборудование и материалы

Списки работников

6. Имеющих право выполнения оперативных переключений, ведения оперативных переговоров
7. Имеющих право единоличного осмотра
8. Имеющих право отдавать распоряжения, выдавать наряды
9. Которым даны права: допускающего, ответственного руководителя работ, производителя работ, наблюдающего
10. Подлежащих проверке знаний на право производства спецработ ЭУ
11. Допущенных к проверке подземных сооружений на загазованность

Журналы и бланки

12. Дефектов и неполадок
13. Выдачи и возврата ключей от ЭУ
14. Учета работ по нарядам и распоряжениям
15. Учета расхода ЭЭ
16. Кабельный
17. Учета ЭО
18. Оперативный
19. РЗАиТ
20. Регистрации инструктажа на рабочем месте
21. По учету противоаварийных и противопожарных тренировок
22. Учета проверки знаний норм и правил работы ЭУ
23. Учета присвоения группы I
24. Комплект бланков нарядов-допусков
25. Бланк переключений
26. Учета и содержаний средств защиты в ЭУ

Инструкции

27. По ППБ
28. По ОТ на рабочих местах
29. Должностные — по каждому рабочему месту
30. Производственные — по эксплуатации ЭУ
31. По ОТ для работников, обслуживающих электрооборудование ЭУ
32. По предотвращению и ликвидации аварий в ЭУ
33. По выполнению переключений без распоряжения
34. По учету ЭЭ и ее экономии

Рис. 7.1. Техническая документация в электроустановках:

ЭО — электрооборудование; ЭУ — электроустановки; ППБ — правила пожарной безопасности; ОТ — охрана труда; ЭЭ — электроэнергия; РЗАиТ — релейная защита, автоматика и телемеханика

Все **инструкции**, указанные на рис. 7.1 (пп. 27—34), разрабатываются с учетом видов выполняемых работ (работы по оперативным переключениям на подстанциях, монтажные, наладочные и ремонтные работы, проведение испытаний и измерений и т.д.).

В инструкциях по охране труда для работников, обслуживающих электрооборудование электроустановок (подстанций) (п. 31, рис. 7.1), и по охране труда на рабочих местах (п. 28, рис. 7.1) должны содержаться указания по общим требованиям безопасности перед началом работы, во время работы и по ее окончании, а также в аварийных ситуациях.

Эти инструкции разрабатывают руководители структурных подразделений для данной должности (профессии) работников и на отдельные виды работ на основе типовых инструкций. Они должны быть согласованы с ответственным за электрохозяйство и утверждены руководителем предприятия (организации).

В должностных инструкциях по каждому рабочему месту (п. 29, рис. 7.1) подстанции должны содержаться: перечень НТД и схем электроустановки, знание которых необходимо для данной должностной категории работников; конкретные права, обязанности и персональная ответственность; взаимоотношения с другими категориями работников (вышестоящим и подчиненным персоналом) и др.

Исполнительная документация. Приемо-сдаточная документация состоит из разрешительной документации, дающей право на выполнение строительно-монтажных работ, и исполнительной документации, подтверждающей фактическое выполнение этих работ в соответствии с утвержденной проектной документацией. Исполнительная документация является наиболее значимой документацией для любого вида работ. Именно в ней содержится детальная информация об объекте и хранятся ответы на все вопросы, которые могут возникнуть в процессе работы или дальнейшей эксплуатации.

Исполнительная документация занимает особое место, так как является действительным документом построения здания или сооружения, с помощью которого облегчается процесс его дальнейшей эксплуатации. Кроме того, исполнительная документация отражает техническое состояние возводимого объекта (например, электрической подстанции или распределительного устройства).

Исполнительная документация представляет собой текстовые и графические материалы, описывающие основные этапы работ, фактическое выполнение проектных решений, положение объектов, а также их элементов в процессе работы. Исполнительная документация включает в себя исполнительную производственную документацию и исполнительные схемы.

Исполнительная производственная документация, или первичные документы о соответствии проектной документации и нормативным документам, представляет собой документацию, которая оформляется в процессе работы и фиксирует техническое состояние объекта.

Основу составляют следующие виды документов:

1. Первичные документы соответствия.
2. Оформленный рабочий проект.

Состав исполнительной производственной документации определяется нормами и правилами в установленном порядке и проектом, куда включаются в обязательном порядке:

- акты освидетельствования ответственных конструкций;
- акты освидетельствования скрытых работ;
- акты испытаний;
- документы лабораторного контроля;
- сертификаты;
- журналы работ и т. д.

Исполнительные схемы составляют комплект рабочих чертежей с пометками, которые гарантируют соответствие данных чертежей с фактически выполненными работами, а также дают информацию о внесенных в чертежи изменениях, согласованных с проектировщиками и лицами, ответственными за производство работ. Таким образом, исполнительная документация обеспечивает выполнение работ в соответствии с проектными решениями, техническими регламентами.

Правила ведения исполнительной документации устанавливаются не только законодательными и строительными нормами (СНиП). Разработан специальный порядок, определяющий состав и ведение исполнительной документации в процессе строительства (РД 11-02-2006). Данный документ определяет единые требования к актам освидетельствования скрытых работ, конструкций, участков сетей инженерно-технического обеспечения и т. д.

На практике встречаются разные формы оформления исполнительной документации. Однако имеются общие принципы комплектации приемо-сдаточной документации по объекту, которые должны соблюдаться. Они изложены в Инструкции И 1.13-07. Условно эту документацию можно подразделить на две группы:

1) документация, которая относится ко всему объекту в целом (копии приказов, лицензий, свидетельств, удостоверений и прочих документов, касающихся распределения ответственности по ключевым вопросам: организации работ, контроля, а также общий журнал работ);

2) приемо-сдаточная документация по разделам проекта: исполнительная проектная документация; изменения, внесенные в рабочий проект.

Состав исполнительной документации:

- реестр исполнительной документации, являющийся главным документом окончания работ на объекте;
- ведомость внесенных изменений в проект по данному сооружению;
- общий журнал работ или специальные журналы по видам работ;
- акты освидетельствования скрытых работ и исполнительные схемы к ним;
- акты на скрытые работы;
- акты испытаний, акты приемки, освидетельствования и исполнительные схемы к ним;
- акты промежуточной приемки ответственных конструкций;
- акт приема работ;
- документы о качестве (сертификаты и технические паспорта на примененное оборудование);
- разрешительная документация (приказы, лицензии);
- исполнительные чертежи.

Исполнительная документация отражает реальное состояние дел, дает конкретные сведения о работе и заслуживает особого профессионального внимания.

7.3. ОПЕРАТИВНАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ. ЖУРНАЛЫ И БЛАНКИ. ОБЪЕМ И НАЗНАЧЕНИЕ ОТДЕЛЬНЫХ ЖУРНАЛОВ И ФОРМ. СРОКИ ПЕРЕСМОТРА ДОКУМЕНТАЦИИ

Оперативной называют эксплуатационную документацию, в которой дежурный персонал делает записи во время дежурства. Оперативная документация, а также относящиеся к ней журналы и бланки, являются частью технической документации. К основной оперативной документации на подстанции относятся оперативный журнал, оперативная схема, схема-макет и бланки переключений.

Оперативный журнал. Данный журнал предназначен для записи в хронологическом порядке результатов деятельности оперативного персонала при обслуживании им подстанции. В оперативном журнале оформляется приемка и сдача смен, в него кратко заносятся сведения об отклонениях от нормальной схемы подстанции

и нормального режима работы ее оборудования, распоряжение и переговоры о переключениях, сообщения о выполнении переключений, замечания о техническом состоянии оборудования, ведется учет наложения и снятия защитных заземлений, а также учет переносных заземлений, находящихся в местах хранения.

В журнале фиксируется время автоматического отключения оборудования и данные о срабатывании устройств релейной защиты и автоматики, а также другие сведения, необходимые для персонала. Журнал должен постоянно находиться на рабочем месте оперативного персонала.

Оперативная схема и схема-макет электрических соединений электростанций и подстанций. На заготовленных оперативных схемах электрических соединений электростанций и подстанций все коммутационные аппараты и стационарные заземляющие устройства изображают в положении (включенном или отключенном), соответствующем схеме нормального режима.

Оборудование новых присоединений, на которое напряжение может быть подано включением коммутационных аппаратов, считается действующим и наносится на оперативную схему.

На оперативных схемах и схемах-макетах отражают все изменения положений коммутационных аппаратов, устройств релейной защиты и автоматики, места наложения переносных заземлений и включения заземляющих ножей. Допускается ведение оперативной схемы на компьютере.

Бланки переключений. Переключения на подстанциях, требующие соблюдения строгой последовательности оперативных действий, выполняют по бланкам переключений. Бланк переключений является единственным оперативным документом, которым персонал может пользоваться непосредственно на местах выполнения операций.

Бланки переключений бывают обычные и типовые.

Обычный бланк переключений — оперативный документ, в котором приводится строгая последовательность операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями (ножами), цепями оперативного тока, устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики, операций по проверке отсутствия напряжения, наложению и снятию переносных заземлений, вывешиванию и снятию плакатов, а также необходимых (по условиям безопасности персонала и сохранности оборудования) проверочных операций.

В бланках переключений должны указываться наиболее важные проверочные действия персонала:

- проверка отсутствия напряжения перед наложением заземлений (включением заземляющих ножей) на токоведущие части;
- проверка на месте включенного положения шиносоединительного выключателя до начала выполнения операций по переводу присоединений с одной системы шин на другую;
- проверка на месте отключенного положения выключателя, если следующей операцией является операция с разъединителями;
- проверка на месте или по устройствам сигнализации положения каждого коммутационного аппарата первичной цепи после выполнения операций этим аппаратом;
- проверка по окончании переключений соответствия переключающих устройств в цепях релейной защиты и автоматики режимным картам.

После проверки бланк переключений (по мнемосхеме) подписывается двумя лицами: выполняющим переключения и контролирующим их.

Операции и проверочные действия, вносимые в бланки переключений, должны следовать в порядке очередности их выполнения, иначе применение бланков переключений теряет смысл. Для удобства учета выполнения операций (проверочных действий) каждая из них должна иметь порядковый номер. На проведение сравнительно простых переключений (четыре-пять операций с коммутационными аппаратами и устройствами релейной защиты и автоматики, проводимых на одном присоединении) бланки, как правило, составляются оперативным персоналом после получения распоряжения о переключении и записи его в оперативном журнале. Допускается также заблаговременное составление бланков переключений в течение смены персоналом, который будет участвовать в переключении. Составление бланков переключений обязывает персонал тщательно продумывать содержание оперативных распоряжений и намечать необходимую последовательность их выполнения. Однако само по себе составление бланков переключений еще не гарантирует безошибочности проведения операций, необходимо правильное составление бланка и правильное пользование им в процессе выполнения операций. Имеющиеся сведения об авариях, происшедших по вине оперативного персонала, говорят о том, что переключения хотя и выполнялись с выпиской бланков переключений, но либо эти бланки были неправильно составлены, либо операции производились не в той последовательности, которая указывалась в бланке, либо бланком вообще не пользовались.

В целях исключения ошибок персонала при составлении бланков переключений и экономии времени, затрачиваемого на их

составление, в практике энергосистем нашли применение так называемые типовые бланки (или карты) переключений. Эти бланки заранее разрабатываются персоналом предприятий электрических сетей, как правило, на сложные переключения в главных схемах и вторичных устройствах.

Типовой бланк переключений — оперативный документ, в котором указывается строгая последовательность операций при выполнении повторяющихся сложных переключений в электроустановках для конкретных схем электрических соединений и состояний устройств релейной защиты и автоматики.

При составлении каждого типового бланка переключений исходят из конкретной (обычно нормальной) схемы подстанции. В нем указывается, для каких присоединений, какого задания и при какой схеме подстанции он может быть применен. Поэтому перед началом переключений необходима прежде всего проверка пригодности типового бланка для ведения переключений в данных условиях. О проверке типового бланка переключений и правильности изложенных в нем операций и проверочных действий записывают в оперативном журнале после записи распоряжения диспетчера о переключении. В случае несоответствия схемы подстанции той схеме, для которой был составлен типовой бланк, переключения с его использованием не должны проводиться. При необходимости изменения в типовой бланк могут быть внесены заблаговременно уполномоченным на то лицом, санкционирующим выполнение операций по типовому бланку в измененном виде.

Программа переключений (типовая программа) — документ, в котором указывается строгая последовательность операций при переключениях в электроустановках разных уровней управления или разных энергообъектов. Переключения в электроустановке разрешается выполнять оперативному персоналу, знающему ее схему расположения оборудования и устройств РЗА, обученному правилам выполнения операций с коммутационными аппаратами и ясно представляющему последовательность переключений, прошедшему проверку знаний ПТЭЭП, ПТБ и производственных инструкций. Допуск к оперативной работе разрешается после дублирования на рабочем месте.

Для каждой электростанции, подстанции и электроустановки распределительных электросетей разрабатывают перечни видов переключений, выполняемых по обычным бланкам переключений, по типовым бланкам и программам переключений, а также перечень видов переключений, выполнение которых допускается без бланков переключений.

Список лиц, имеющих право производить переключения (с указанием на каких электроустановках), а также список лиц административно-технического персонала, имеющих право контролировать выполнение переключений, утверждается главным инженером предприятия.

Переключения в электроустановках, за исключением сложных, могут производиться единолично — при одном дежурном в смене или двумя лицами — при двух дежурных в смене. Сложные переключения должны выполнять два лица, из которых одно является контролирующим. Ответственность за правильность переключений во всех случаях возлагается на оба лица, участвующих в переключениях.

Бланки переключений (обычные и типовые) являются отчетными документами и находятся под строгим учетом.

На рабочих местах оперативного персонала (на подстанциях, в распределительных устройствах или в помещениях, отведенных для обслуживающего электроустановки персонала) должна вестись следующая документация:

- оперативная схема, а при необходимости и схема-макет. Для потребителей, имеющих простую и наглядную схему электроснабжения, достаточно иметь однолинейную схему первичных электрических соединений, на которой не отмечается фактическое положение коммутационных аппаратов;
- оперативный журнал;
- журнал учета работ по нарядам и распоряжениям;
- журнал выдачи и возврата ключей от электроустановок;
- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики;
- журнал или картотека дефектов и неполадок на электрооборудовании;
- ведомости показаний контрольно-измерительных приборов и электросчетчиков;
- журнал учета электрооборудования;
- кабельный журнал.

В зависимости от местных условий в состав оперативной документации может быть включена следующая документация:

- журнал регистрации инструктажа на рабочем месте;
- однолинейная схема электрических соединений электроустановки при нормальном режиме работы оборудования;
- список работников, имеющих право отдавать оперативные распоряжения;
- журнал учета противоаварийных и противопожарных тренировок;

- журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики и карты уставок релейной защиты и автоматики;
- местная инструкция по предотвращению и ликвидации аварий;
- перечень сложных оперативных переключений;
- бланки переключений.

Сроки пересмотра документации. Основными причинами пересмотра нормативной документации являются:

- дальнейшее развитие науки и техники;
- совершенствование промышленного производства;
- появление новых материалов, технологий, конструкций, методов и др.;
- окончание сроков действия документации.

По этим причинам многие показатели, нормы и требования, ранее установленные в стандартах, устаревают и теряют свою актуальность.

В связи с этим необходимо, чтобы требования, нормы и показатели, заложенные в стандарты, постоянно соответствовали передовому уровню достижений науки и техники.

Поэтому, если в процессе проверки признано необходимым изменить важнейшие показатели технического уровня объекта (электроустановки), записанные в стандарте, то стандарт подлежит пересмотру. Пересмотр стандарта осуществляется путем разработки нового стандарта взамен действующего. При этом пересмотренный стандарт отменяют, а в новом указывают, взамен какого стандарта он разработан, и меняют цифры года утверждения.

Изменение стандарта означает изменение его содержания, а также перенос срока введения его в действие.

Все действующие в России государственные и отраслевые стандарты закреплены за соответствующими министерствами, которые обязаны систематически производить проверку соответствия установленных в стандартах показателей, требований и норм современным достижениям науки и техники. Проверка стандартов должна проводиться не реже одного раза в пять лет. Срок проведения первой проверки и ее периодичность устанавливают для каждого стандарта при его утверждении и указывают в информационных данных стандарта.

Существуют нормативные документы (например, ГОСТ 1.15—85, ПТЭЭП), в которых указаны порядок проверки, пересмотров, изменения и отмены стандартов.

В табл. 7.1 приведены сведения по срокам пересмотра нормативной документации.

Таблица 7.1. Сроки пересмотра нормативной документации

Документ	Срок пересмотра документации
Перечень технической документации при эксплуатации электроустановки	1 раз в 3 года
Инструкции: эксплуатационная, должностная, по охране труда, о мерах пожарной безопасности	1 раз в 3 года
Оперативная документация при эксплуатации электроустановки	Не реже 1 раза в месяц
Однолинейная и оперативная схемы подстанции	1 раз в 2 года
Исполнительные технологические схемы (чертежи) и исполнительные схемы первичных электрических соединений	1 раз в 3 года
Технологические инструкции после реконструкции, технологического перевооружения и изменения технологического процесса	1 раз в 3 года
Карта уставок технологических защит и аварийной сигнализации	1 раз в 3 года
Нормативные документы Ростехнадзора	1 раз в 10 лет
Должностная инструкция работника, нанятого работодателем	Определяется работодателем

При пересмотре стандартов на конкретную продукцию (невзаимозаменяемую по новому и действующему стандартам) в случае, если необходимо изготавливать запасные части и выполнять ремонт ранее выпущенных изделий, находящихся в эксплуатации, организация-разработчик подготавливает проект изменения к действующему стандарту. В изменении указывают ограничение области его распространения. При этом регистрационный номер стандарта, к которому разработано такое изменение, сохраняется, этот стандарт проверке не подлежит, а новому стандарту присваивают новый регистрационный номер.

7.4. СПИСКИ РАБОТНИКОВ, ИНСТРУКЦИИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ДОЛЖНОСТНЫЕ ИНСТРУКЦИИ

Разновидностью технической документации являются списки работников, инструкции по эксплуатации электрооборудования и должностные инструкции.

Эта техническая документация должна находиться на рабочих местах электроподстанции. В табл. 7.2 приведены списки конкретных по назначению работников; НТД, где есть ссылки на этих работников; разработчики и те, кто утверждает эти списки; места, где должны находиться списки.

Таблица 7.2. Списки работников

Наименование	НТД	Кто разрабатывает	Кто утверждает	Местонахождение
Список работников, имеющих право выполнения оперативных переключений	ПТЭЭП (п. 1.5.27, п. 1.8.2)	Руководители подразделений	ОЭХ	РМ ОЭХ
Список работников, имеющих право ведения оперативных переговоров	ПТЭЭП (п. 1.5.27, п. 1.8.2)	ОЭХ	Руководитель организации	РМ ОП
Список работников, имеющих право единоличного осмотра электроустановок и электротехнической части технологического оборудования	МПБЭЭ (п. 1.3.4), ПТЭЭП (п. 1.8.12)	ОЭХ	Руководитель организации	РМ ОП
Список работников, имеющих право отдавать распоряжения, выдавать наряды	МПБЭЭ (п. 2.1.4), ПТЭЭП (п. 1.8.12)	ОЭХ	Руководитель организации	РМ ОП

Окончание табл. 7.2

Наименование	НТД	Кто разрабатывает	Кто утверждает	Местонахождение
Список работников, которым даны права допускающего, ответственного руководителя работ, производителя работ, наблюдающего	МПБЭЭ (п. 2.1.10), ПТЭЭП (п. 1.8.12),	ОЭХ	Руководитель организации	РМ ОП
Список оперативного персонала энергоснабжающей организации, имеющего права вести оперативные переговоры	ПТЭЭП (п. 1.8.9)	ОЭХ	Руководитель организации	РМ ОП
Список работников, подлежащих проверке знаний на право проведения специальных работ в электроустановках	ПТЭЭП (п. 1.8.2)	Руководители подразделений	ОЭХ	РМ ОЭХ
Список работников, допущенных к проверке подземных сооружений на загазованность	МПБЭЭ (п. 4.14.38), ПТЭЭП (п. 1.8.2)	Руководители подразделений	Руководитель организации	РМ ОП, РМ руководителя подразделения

Примечание. МПБЭЭ — межотраслевые правила безопасности при эксплуатации электроустановок; ОЭХ — ответственный за электрохозяйство; РМ — рабочее место; ОП — оперативный персонал.

В соответствии с ПТЭЭП кроме списков работников на рабочих местах подстанций должны быть все необходимые инструкции: по эксплуатации, должностные, по охране труда.

В инструкции по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, средств релейной защиты, телемеханики, связи и комплекса

технических средств автоматизированных систем управления по каждой установке должны быть приведены:

- краткая характеристика оборудования установки, зданий и сооружений;
- критерии и пределы безопасного состояния и режимов работы установки или комплекса установок;
- порядок подготовки к пуску;
- порядок пуска, останова и обслуживания оборудования, содержания зданий и сооружений во время нормальной эксплуатации и при нарушениях в работе;
- порядок допуска к осмотру, ремонту и испытаниям оборудования, зданий и сооружений;
- требования по безопасности труда, взрыво- и пожаробезопасности, специфические для данной установки.

Эксплуатационные инструкции составляют в соответствии с требованиями ПУЭЭП, на основе заводских и проектных данных, типовых инструкций и других НТД, опыта эксплуатации и результатов испытаний, а также с учетом местных условий, подписываются руководителем соответствующего подразделения (цеха, подстанции, участка, лаборатории, службы) и утверждаются главным инженером или ответственным за электрохозяйство предприятия.

Эксплуатационные инструкции, устанавливающие порядок эксплуатации электроустановок, имеющих непосредственную связь с энергоснабжающей организацией (энергопредприятием) на границе балансовой принадлежности, должны быть согласованы с диспетчерским управлением энергосистемы и утверждены главным инженером производственного энергетического объединения (энергосистемы).

Далее в качестве примера приведены названия типовых инструкций по эксплуатации и оперативному обслуживанию основного оборудования подстанций.

1. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию дугогасящих катушек 6...35 кВ.
2. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию щита собственных нужд.
3. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию (авто)трансформаторов с принудительной циркуляцией масла и их РПН.
4. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию высоковольтных вводов (авто)трансформаторов и реакторов.
5. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию вакуумного выключателя.

6. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию масляных выключателей.

7. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию кабельных линий напряжением 0,4... 10,0 кВ.

8. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию КРУ(Н) 6 (10) кВ.

9. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию комплектных распределительных устройств элегазовых (КРУЭ).

10. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию вольтодобавочного трансформатора.

11. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию ограничителей перенапряжений нелинейных (ОПН).

12. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию установок плавки гололеда.

13. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройств оперативной блокировки.

14. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию разъединителя.

15. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию элегазовых выключателей.

16. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию токоограничивающих реакторов.

17. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию трансформаторов с естественной циркуляцией масла и их РПН.

18. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию трансформаторов напряжения.

19. Типовая инструкция по эксплуатации и оперативному обслуживанию трансформаторов тока.

Должностная инструкция — внутренний организационно-распорядительный документ, содержащий конкретный перечень должностных обязанностей работника с учетом особенностей организации производства, труда и управления, его прав и мер ответственности, а также квалификационные требования, предъявляемые к занимаемой должности. *Назначение должностных инструкций:*

- установление квалификационных требований, предъявляемых к определенной должности, выполняемой работе (образование, опыт работы, наличие специальной подготовки и т.д.);
- определение должностных обязанностей работника (круг обязанностей, объем работы, участки, за которые отвечает работник, и т.д.);
- установление пределов ответственности работника.

Должностная инструкция обычно состоит:

- из общего положения, где указывают основные сведения о должности, требования к профессиональной подготовке, перечень НТД, которыми должен руководствоваться работник;
- основных задач и функций работника;
- обязанностей, где указывают условия, которые должен соблюдать работник при выполнении своих функций;
- прав, где даны конкретные права работника (на самостоятельное принятие решений, согласование документов конкретных видов и др.);
- ответственности (материальной, дисциплинарной, административной и уголовной).

В должностных инструкциях по каждому рабочему месту должны быть указаны: перечень инструкций по обслуживанию оборудования, НТД, схем электрооборудования, знание которых обязательно для работников, занимающих данную должность.

Срок действия должностных инструкций определяется работодателем и закрепляется специальным распорядительным документом. Аналогичным образом может быть урегулирован и вопрос о сроках пересмотра должностных инструкций. Обычно содержание должностной инструкции пересматривается после изменения трудовой функции работника, записанной в трудовом договоре.

Используя должностную инструкцию, работодатель может обосновать отказ потенциальному работнику в приеме на работу, оценить качество выполненной работы, доказать правомерность применения взыскания и др.

Должностные инструкции разрабатываются начальником подразделения и согласовываются с юристом, кадровой службой; утверждаются руководителем предприятия.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ

1. Каково назначение технологической документации?
2. Какая технологическая документация является основной?
3. Назовите назначение маршрутной карты.
4. Какая документация на подстанции относится к отчетной?
5. Какая документация на подстанции относится к технической?
6. Какая документация входит в состав проектно-технической?
7. Что представляет собой должностная инструкция и какая информация в ней должна содержаться?
8. Какая документация называется исполнительной и каков ее состав?

9. Какая документация относится к оперативной?
10. Для чего нужны бланки переключений?
11. Назовите виды бланков. Каково их содержание?
12. Какая документация должна вестись на рабочих местах оперативного персонала подстанций?
13. Почему документацию на электрооборудование пересматривают через определенные сроки?

ПОРЯДОК ЗАПОЛНЕНИЯ МАРШРУТНОЙ И ОПЕРАЦИОННОЙ КАРТ

При заполнении маршрутной и операционной карт должны соблюдаться следующие требования:

а) при заполнении маршрутной и операционной карт технологическую информацию записывают построчно, несколькими типами строк;

б) каждому типу строки соответствует специальный служебный буквенный символ, указываемый в первой слева графе строки данного типа;

в) в маршрутной и операционной картах необходимо применять следующие служебные символы типов строк:

- А: номер и наименование операции; ссылка на инструкцию по охране труда;
- Б: наименование оборудования и информация по трудозатратам;
- М: материалы (детали и другие), вид исходной заготовки, единица нормирования;
- О: содержание операции (перехода);
- Т: технологическая оснастка; средства индивидуальной защиты со ссылкой на инструкцию по охране труда;
- Р: режимы обработки;

г) информацию в строках со служебными символами О и Т записывают последовательно по всей длине строки без привязки к графам; различные виды информации разделяют точкой с запятой;

д) при заполнении информации в строках со служебными символами А и О следует соблюдать правила записи операций и переходов по ГОСТ 3.1129—93, ГОСТ 3.1702—79, ГОСТ 3.1703—79; операции нумеруют двухзначными числами арифметической прогрессии со знаменателем 5 (05, 10, 15 и т.д.), основные и вспомогательные переходы — числами натурального ряда (1, 2, 3 и т.д.);

е) информацию в строке со служебным символом Т записывают в последовательности: приспособления, вспомогательный инструмент, режущий инструмент, слесарно-монтажный инструмент, средства контроля, средства индивидуальной защиты со ссылкой на инструкцию по охране труда;

ж) обозначения стандартных изделий (материалов, инструментов, приспособлений, средств контроля и др.) в технологических картах должны быть полными и включать в себя номер государственного стандарта с годом утверждения; сокращенная запись допустима только в случаях, если полные обозначения приведены в других частях проекта.

ДОЛЖНОСТНАЯ ИНСТРУКЦИЯ ЭЛЕКТРОМОНТЕРА ПО ОБСЛУЖИВАНИЮ ПОДСТАНЦИИ

Должностные обязанности:

1. Обслуживание оборудования подстанций напряжением 35 кВ III степени сложности.
2. Обеспечение установленного режима по напряжению, нагрузке, температуре и другим параметрам.
3. Проведение режимных оперативных переключений в распределительных устройствах подстанций.
4. Подготовка рабочих мест.
5. Допуск рабочих к работе, надзор за их работой.
6. Приемка рабочих мест при ликвидации аварийных ситуаций.
7. Осмотр оборудования подстанций.
8. Проведение небольших по объему и кратковременных работ по ликвидации неисправностей на щитах и сборках собственных нужд, в приводах коммутационных аппаратов, в цепях вторичной коммутации закрытых и открытых распределительных устройств подстанций.
9. Определение параметров аккумуляторных батарей.
10. Устранение неисправностей осветительной сети и арматуры со сменой ламп и предохранителей.

Должен знать:

- назначение и устройство обслуживаемого оборудования;
- схемы первичных соединений;
- сети собственных нужд, оперативного тока и электромагнитной блокировки;
- назначение и зоны действия релейных защит и автоматики;
- назначение устройств телемеханики;
- сроки испытания защитных средств и приспособлений, применяемых на подстанциях;
- виды связи, установленные на подстанциях, правила их использования;
- основы электротехники.

ФОРМА НАРЯДА-ДОПУСКА ДЛЯ РАБОТЫ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ И УКАЗАНИЯ ПО ЕГО ЗАПОЛНЕНИЮ

Лицевая сторона наряда (стр. 1)

Организация _____
Подразделение _____

НАРЯД-ДОПУСК № _____ для работы в электроустановках

Ответственному
руководителю работ _____ допускающему _____
(Фамилия, инициалы) (Фамилия, инициалы)

Производителю работ _____ наблюдающему _____
(Фамилия, инициалы) (Фамилия, инициалы)

с членами бригады _____
(Фамилия, инициалы)

поручается _____

Работу начать: дата _____ время _____

Работу закончить: дата _____ время _____

Меры по подготовке рабочих мест

Наименование электроустановок, в которых нужно провести отключения и установить заземления	Что должно быть отключено и где заземлено
1	2

Отдельные указания _____

Наряд выдал: дата _____ время _____

Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

Наряд продлил по: дата _____ время _____

Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

Дата _____ время _____

ФОРМА ПАСПОРТА ЗАЗЕМЛЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА

Комиссия в составе:

представителя монтажной организации _____

(Должность, ФИО)

представителя заказчика _____

(Должность, ФИО)

произвела осмотр выполненных работ по монтажу заземляющих устройств.

Осмотром установлено:

1. Заземляющее устройство выполнено в соответствии с проектом

_____,
(Название)

разработанным _____

(Проектная организация)

по чертежам _____

(Номер)

2. Отступления от проекта _____

согласованы с _____

(Организация, должность, ФИО, дата)

и внесены в чертежи _____

(Номер)

ФОРМА СПРАВКИ О ЛИКВИДАЦИИ НЕДОДЕЛОК

Комиссия в составе:

представителя заказчика _____

(Должность, ФИО)

представителя монтажной организации _____

(Должность, ФИО)

произвела осмотр и сдачу-приемку выполненных электромонтажной
организацией работ по ликвидации недоделок, перечисленных в ведомости
от _____ 20 ____ г.

Ликвидированы следующие недоделки _____

Представитель
заказчика

(Подпись)

Представитель монтажной
организации

(Подпись)

ФОРМА ПАСПОРТА ТРАНСФОРМАТОРНОЙ ПОДСТАНЦИИ

ПАСПОРТ
трансформаторной подстанции №
_____ В _____ кВ·А

(Местонахождение)

(Наименование питающей ЛЭП)

Год ввода в эксплуатацию _____, инвентарный № _____

Габаритные размеры п/ст, длина, м _____, ширина, м _____,
высота, м _____

Технические характеристики

Трансформаторы						Разъединители			
Мощ- ность, кВ·А	На- пря- же- ние, В	Тип	За- вод- ской №	Год изго- тов- ле- ния	Год уста- нов- ки	однополюс- ные		трехполюс- ные	
						Тип	Ко- личе- ство	Тип	Ко- ли- че- ство

Вспомогательное оборудование и аппаратура			Предохранители		Изоляторы	
Наименова- ние	Тип	Количе- ство	Тип	Количе- ство	Тип	Количе- ство

Распределительный щит

Низкого напряжения	Высокого напряжения
Число панелей	Число панелей

Контрольно-измерительные приборы и реле

Наименование	Тип	Количество	Наименование	Тип	Количество

Число камер _____ Число фидеров н/н _____ Число фидеров в/н _____

Строительный материал _____ Площадь _____ м² Объем _____ м²

Масляные выключатели

Тип	Балансовая стоимость	Количество, шт.	Номинальное напряжение, В	Номинальный ток, А	Разрывная мощность, кВ·А

Защита от грозовых разрядов и перенапряжений

Название	Трубчатые разрядники	Вентильные разрядники	Диверторы
Тип и марка Количество			

ФОРМА ЛИСТКА ОСМОТРА (ПРОВЕРКИ) ВЛ 0,38 кВ

РЭС _____ Мастерский участок _____

Населенный пункт _____

Вид осмотра (проверки) _____

Дата осмотра (проверки) _____

Номер ТП 6—20/0,4 кВ	Номер ВЛ 0,38 кВ	Номер опоры, на которой обна- ружен дефект	Наиме- нование дефекта	Примеча- ние

Осмотр (проверку) произвел:

Листок осмотра (проверки) принял:

Должность _____ Должность _____

Подпись _____ Подпись _____

Дата _____ Дата _____

**ФОРМА РАЗРЕШЕНИЯ
НА ПОДКЛЮЧЕНИЕ ЭНЕРГОУСТАНОВКИ**

**Разрешение № ____
на подключение энергоустановки**

Начальнику _____

Управление « _____ госэнергонадзор» на основании акта осмотра от
_____ № _____ вновь сооруженной (реконструированной)
электрической (тепловой) установки, принадлежащей _____

Источник питания _____
разрешает подключить электроустановку _____

(ее полное наименование)

к _____

Согласно «Инструкции о порядке допуска в эксплуатацию новых и реконструированных электроустановок» подключение должно быть осуществлено в течение 5 сут, о чем письменно сообщите в Управление

« _____ госэнергонадзор».

Руководитель _____
(Должность, ФИО)

Организация _____ Подразделение _____

Список литературы

Волжанова О. А. Схемы электрические принципиальные / О. А. Волжанова. — Ижевск : Изд-во Удмуртского университета, 2012.

Киреева Э. А. Измерительные трансформаторы тока и напряжения с литой изоляцией / Э. А. Киреева, С. А. Цырук. — М. : Энергопрогресс, 2009.

Киреева Э. А. Электрооборудование электрических станций, сетей и систем / Э. А. Киреева. — М. : КноРус, 2017.

Киреева Э. А. Электроснабжение и электрооборудование организаций и учреждений / Э. А. Киреева. — М. : КноРус, 2015.

Киреева Э. А. Электроснабжение и электрооборудование цехов промышленных предприятий / Э. А. Киреева. — М. : КноРус, 2011.

Кокин С. Е. Схемы электрических соединений подстанций / С. Е. Кокин, С. А. Дмитриев, А. И. Хальясмаа. — Екатеринбург : Изд-во Уральского университета, 2015.

Конюхова Е. А. Электроснабжение объектов / Е. А. Конюхова. — М. : Издательский центр «Академия», 2014.

Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок в вопросах и ответах : учеб.-практ. пособие / авт.-сост. С. С. Бодрухина. — М. : КноРус, 2012.

Правила пожарной безопасности в Российской Федерации.

Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Правила устройства электроустановок.

Российские шинопроводы: вчера, сегодня, завтра. — М. : Энергия, 2008.

Сибикин Ю. Д. Справочник по эксплуатации электроустановок промышленных предприятий / Ю. Д. Сибикин. — М. : Высш. шк., 2005.

Сибикин Ю. Д. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий : в 2 кн. / Ю. Д. Сибикин, М. Ю. Сибикин. — М. : Издательский центр «Академия», 2020.

Типовые схемы принципиальные электрические распределительных устройств 6—750 кВ. — М. : Энергосетьпроект, 1993.

УЗО — устройства защитного отключения. — М. : Энергосервис, 2003.

Филатов А. А. Оперативное обслуживание электрических подстанций / А. А. Филатов. — М. : Энергия, 1980.

Чунихин А. А. Аппараты высокого напряжения / А. А. Чунихин, М. А. Жаворонков. — М. : Энергоатомиздат, 1985.

ГОСТ 2.709—89. ЕСКД. Обозначения условные проводов и контактных соединений электрических элементов, оборудования и участков цепей в электрических схемах.

Оглавление

Предисловие.....	4
Глава 1. Электрооборудование трансформаторных и распределительных подстанций.....	5
1.1. Общие сведения об электрических подстанциях.....	5
1.2. Назначение, типы, устройство и принцип действия защитно-коммутационных аппаратов напряжением выше 1000 В	11
1.3. Устройство и принцип действия силовых трансформаторов и преобразователей электрической энергии.....	29
1.4. Назначение, типы, устройство и принцип действия защитно-коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В	42
1.5. Устройство и принцип действия измерительных трансформаторов тока и напряжения	55
1.6. Назначение, типы, устройство и принцип действия реакторов, шин, изоляторов и статических конденсаторов	65
Глава 2. Электрооборудование распределительных устройств	80
2.1. Общие сведения о распределительных устройствах напряжением до и выше 1 000 В.....	80
2.2. Распределительные устройства напряжением выше 1 000 В	85
2.3. Распределительные устройства напряжением до 1 000 В	91
Глава 3. Электрические схемы подстанций	102
3.1. Условные графические и буквенные обозначения элементов электрических схем	102
3.2. Виды и типы схем и их назначение	108
3.3. Логика построения схем и типовые схемные решения	113
3.4. Главные схемы подстанций	120
3.5. Принципиальные схемы эксплуатируемых электроустановок.....	124
Глава 4. Организация технического обслуживания электроустановок потребителей.....	131
4.1. Организация технического обслуживания электрооборудования подстанций	131

4.2. Электрические измерения и диагностика состояния электрооборудования на подстанциях.....	139
4.3. Основные положения Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей.....	148
4.4. Охрана труда и пожарная безопасность при эксплуатации и обслуживании электроустановок.....	152
Глава 5. Техническое обслуживание электрооборудования трансформаторных и распределительных подстанций.....	159
5.1. Общие сведения о техническом обслуживании электрических подстанций.....	159
5.2. Оперативные переключения и оперативные блокировки на электрических подстанциях.....	161
5.3. Виды работ и технология обслуживания трансформаторов и комплектных трансформаторных подстанций.....	166
5.4. Виды работ и технология обслуживания преобразователей.....	181
5.5. Виды работ и технология обслуживания защитно-коммутационных аппаратов напряжением выше 1000 В.....	185
5.6. Виды работ и технология обслуживания защитно-коммутационных аппаратов напряжением до 1000 В.....	197
Глава 6. Техническое обслуживание электрооборудования распределительных устройств.....	201
6.1. Виды и технологии работ по обслуживанию электрооборудования распределительных устройств и измерительных трансформаторов.....	201
6.2. Виды и технологии работ по обслуживанию электрооборудования комплектных распределительных устройств.....	213
Глава 7. Нормативная, техническая и технологическая документация на подстанциях.....	221
7.1. Виды технологической и отчетной документации, порядок ее заполнения.....	221
7.2. Состав технической и исполнительной документации на подстанции. Проектно-техническая документация.....	225
7.3. Оперативная документация. Журналы и бланки. Объем и назначение отдельных журналов и форм. Сроки пересмотра документации.....	230
7.4. Списки работников, инструкции по эксплуатации электрооборудования и должностные инструкции.....	237
Приложения.....	243
1. Порядок заполнения маршрутной и операционной карт.....	243
2. Должностная инструкция электромонтера по обслуживанию подстанции.....	244

3. Форма наряда-допуска для работы в электроустановках и указания по его заполнению.....	245
4. Форма паспорта заземляющего устройства.....	246
5. Форма справки о ликвидации недоделок.....	247
6. Форма паспорта трансформаторной подстанции.....	248
7. Форма листка осмотра (проверки) ВЛ 0,38 кВ.....	250
8. Форма разрешения на подключение энергоустановки.....	251
Список литературы.....	252

Учебное издание

**Киреева Эльвира Александровна,
Матюнина Юлия Валерьевна,
Цырук Сергей Александрович**

Устройство и техническое обслуживание электрических подстанций

Учебник

**Редактор Л. В. Толочкова
Компьютерная верстка: Г. Б. Гришина
Корректоры С. Ю. Свиридова, А. В. Гаврилина**

Изд. № 101120107. Подписано в печать 11.03.2020. Формат 60 × 90/16.
Гарнитура «Балтика». Бумага офс. № 1. Печать офсетная. Усл. печ. л. 16,0.
Тираж 1500 экз. Заказ № 5170.

ООО «Издательский центр «Академия». www.academia-moscow.ru
129085, Москва, пр-т Мира, 101В, стр. 1. Тел./факс: (+99) 648-0507, 616-0029.
Сертификат соответствия № РОСС RU.AM05.H01-003 от 30.05.2019.

Отпечатано в Акционерном обществе «Рыбинский Дом печати»

152901, г. Рыбинск, ул. Чкалова, 8.
e-mail: printing@r-d-p.ru r-d-p.rf