

Г. И. РАЗГИЛЬДЕЕВ

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Учебное пособие



Г. И. РАЗГИЛЬДЕЕВ

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ
СИСТЕМ
ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
*
(ЭКСПЛУАТАЦИЯ
ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ)**

Учебное пособие

Кемерово
2018

УДК 629: 621.316.31.019.3

Рецензенты:

Кафедра электромеханики Сибирского государственного индустриального университета (зав. кафедрой профессор, доктор технических наук Е. В. Пугачев).

Технический директор научно-исследовательского, проектно-конструкторского и технологического института взрывозащищенных электрических машин и аппаратов (НИИВЭМ) В. Р. Чурсин.

Разгильдеев, Г. И.

Эксплуатация систем электроснабжения (Эксплуатация электрооборудования) : учеб. пособие / Кузбас. гос. техн. ун-т. – Кемерово, 2018. – 196 с.

ISBN 978-5-89070-703-1

В пособии освещены вопросы, относящиеся к эксплуатации электроустановок: требования действующих стандартов, правила приемки электроустановок в эксплуатацию, кодификация и классификация электрооборудования, вопросы диагностирования, эксплуатация воздушных и кабельных низковольтных и высоковольтных сетей, выключателей, трансформаторов, комплектных распределительных устройств, средств защиты от коммутационных и атмосферных перенапряжений, средств релейной защиты и автоматики и другого электрооборудования. Большое внимание уделено эксплуатации систем электроснабжения с нелинейными нагрузками и компенсации реактивной мощности.

Предназначено для студентов, обучающихся по специальности «Электроснабжение».

ISBN 978-5-89070-703-1

УДК 629: 621.316.31.019.3

© Кузбасский государственный
технический университет, 2018
© Разгильдеев Г. И., 2018

ПРЕДИСЛОВИЕ

Широкое развитие электрификации предприятий практически всех отраслей народного хозяйства является базовым фактором роста материального производства и производительности труда. Системы электроснабжения (СЭС) и электроустановки (ЭУ) на любом предприятии являются важным производственным звеном, в существенной мере определяющим его нормальную работу. Правильная и грамотная эксплуатация ЭУ стала в последние годы сложным и ответственным делом в силу их усложнения и увеличения единичной мощности, с одной стороны, и из-за существенного роста цены ошибки персонала при нарушении установленных правил – с другой, что может проявляться в значительных материальных убытках, выводе из строя дорогостоящего оборудования, больших потерях продукции и нерациональном расходовании электроэнергии.

Эксплуатация ЭУ должна производиться при минимальных затратах материальных средств и рабочей силы, а выполнение производственной программы должно быть достигнуто путем совершенствования технологических процессов производства при наименьшем расходе электроэнергии.

Решение этих задач достигается за счет правильной организации эксплуатации ЭУ, которая должна базироваться на выполнении всех требований и рекомендаций действующих нормативных документов и Правил по охране труда.

В последние годы в эти документы внесены важные изменения, которые пока не нашли отражения в учебной литературе.

В предлагаемом учебном пособии учтены не только измененные положения нормативных документов, но и складывающиеся производственные отношения в связи с проходящими в нашей стране реформами. Оно предназначено для студентов специальности 140211 «Электроснабжение» при изучении дисциплины «Эксплуатация систем электроснабжения» и их самостоятельной работы. Материал учебного пособия может быть по-

лезен студентам специальности 140604 «Электропривод и автоматика».

1. ИСПОЛНЕНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

1.1. Терминология и обозначения при эксплуатации электроустановок

Система электроснабжения – это совокупность электроустановок (ЭУ), электрических сетей (ЭС) и электрооборудования (ЭО), предназначенных для обеспечения потребителей электроэнергией (ЭЭ).

ЭУ – это совокупность машин, аппаратов, линий электроснабжения и вспомогательного оборудования, предназначенных для производства, трансформации, передачи, распределения ЭЭ и преобразования ее в другие виды. ЭУ разделяют на открытые (наружные) и закрытые (внутренние). К открытым относят ЭУ, не защищенные от атмосферных воздействий (под навесами или за сетчатыми ограждениями). Закрытые ЭУ размещают внутри зданий.

ЭО – это совокупность электрических устройств, объединенных общими признаками: по назначению (например, технологическому), по условиям применения (например, в холодном климате), по принадлежности к объекту (к станку, цеху) и др.

Электротехнические изделия (ЭТИ) – изделия, входящие в состав ЭУ.

Эксплуатацию ЭУ промышленных предприятий определяют основные нормативные и нормативно-технические документы (НД и НТД): государственные стандарты, Правила устройства электроустановок (ПУЭ), Правила технической эксплуатации электроустановок потребителями (ПТЭЭП), Строительные нормы и Правила Госстроя России – СП76.13330.2016(СНиП 3.05.06-85 «Электротехнические устройства») и ведомственные руководства по эксплуатации.

Действующей НТД введена единая терминология, используемая в процессе эксплуатации ЭУ, при ведении различного рода технической документации и в официальных документах.

Основные положения ПУЭ и ПТЭЭП относятся к Потребителям ЭЭ, квалифицированному обслуживающему персоналу, ЭУ и ЭО.

В соответствии с ПТЭЭП *Потребители* – это организации и другие владельцы электроустановок независимо от форм собственности и организационно-правовых форм, в том числе индивидуальные предприниматели и граждане-владельцы ЭУ напряжением до и выше 1000 В. В ПУЭ применяется термин – *приемник ЭЭ (электроприемник)* – это аппарат, агрегат или другой объект, предназначенный для ее преобразования в другой вид энергии.

Электротехнический персонал (ЭТП) – это специально подготовленные работники, прошедшие проверку знаний в объеме, обязательном для данной работы или должности, и имеющие группу по электробезопасности. Группа по электробезопасности – это уровень квалификации персонала.

Электротехнологический персонал – персонал, занятый обслуживанием электротехнологических установок (электросварка, электролиз, электротермия и т.п.), при работе которых требуется постоянное техническое обслуживание и регулировка электроаппаратуры, электроприводов и т.п.

ЭУ размещают в *электропомещениях* – в зданиях или в отгороженных их частях, которые доступны только для ЭТП.

Электропомещения (ЭП) по условиям окружающей среды разделяют на сухие, влажные, сырые, особо сырые, жаркие, пыльные и с химически активной или органической средой.

Технологический объект (система) – любой объект (система), предназначенный (предназначенная) для производства продукции.

Оборудование электрохозяйства – это совокупность электротехнических установок, машин, аппаратов и линий электропередачи, предназначенных для производства, преобразования и распределения электроэнергии.

Энергоснабжающая организация – предприятие (организация), являющееся юридическим лицом и обеспечивающее на договорной основе передачу электрической энергии абонентам.

Ввод в эксплуатацию – событие, фиксирующее готовность изделия к использованию по назначению и документально оформленное в установленном порядке.

Эксплуатация – стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество за счет технического обслуживания и ремонта.

Техническое обслуживание – комплекс операций или операция по поддержанию работоспособности или исправности изделия при использовании его по назначению, при хранении или транспортировании.

Ремонт – комплекс операций по восстановлению исправности (работоспособности) изделия или его частей и израсходованной в процессе эксплуатации части ресурса.

Снятие с эксплуатации – событие, фиксирующее невозможность или нецелесообразность дальнейшего использования по назначению и ремонта изделия и документально оформленное в установленном порядке.

В соответствии с ПУЭ в ЭУ должна быть обеспечена возможность легкого распознавания частей, относящихся к ее отдельным элементам. Для этой цели используют цветное и цифровое обозначения отдельных изолированных или неизолированных проводников. Они установлены ГОСТ Р 50462 «Идентификация проводников по цветам или цифровым обозначениям».

ПУЭ устанавливает порядок расположения шин в распределительных устройствах напряжением 6–220 кВ, которые обозначают буквами А-В-С, а в сетях до 1 кВ буквами А-В-С-N-РЕ (PEN). Пояснения обозначений РЕ и PEN приведены ниже.

1.2. Общие вопросы эксплуатации электроустановок

Основная задача эксплуатации ЭУ – это организация такого обслуживания ЭО, при котором обеспечивается высокий уровень безопасности для персонала, отсутствуют или сведены к минимуму простои предприятия или его структурных подразделений из-за перерывов электроснабжения при соответствующем

качестве ЭЭ, сохраняется в исправном состоянии ЭО в течение максимально длительного времени при минимальных затратах на содержание, ремонт и обслуживание.

Эксплуатация ЭУ преследует три цели:

- безопасное и эффективное использование ЭО;
- поддержание требуемого уровня надежности ЭО;
- обеспечение рационального уровня затрат на эксплуатацию, в том числе на потери ЭЭ.

Достижение этих целей обеспечивается решением технических, технологических, организационных и социальных задач.

Решение технических задач связано с повышением качества применяемого ЭО за счет его реконструкции (модернизации), улучшением обслуживания и применением рациональных режимов работы по нагрузке и во времени. Технологические задачи направлены на совершенствование согласования технологических процессов производства с техническими характеристиками ЭО, на снижение энергоемкости производственных процессов (энергосбережение) и повышение качества выпускаемой продукции. Организационные задачи направлены на совершенствование форм, структуры и принципов управления электрохозяйством (ЭХ) и ЭТП, на повышение качества технического обслуживания, текущих и капитальных ремонтов и на достижение четкого взаимодействия технологических и электротехнических подразделений предприятий. Под электрохозяйством (ЭХ) понимают совокупность установленных и резервных электроустановок, электропомещений, зданий, сооружений и электросетей, а также финансовых, людских, материальных и энергетических ресурсов, которые необходимы для обеспечения жизнедеятельности предприятия в нормальных и аварийных режимах работы. Социальные задачи состоят в улучшении моральных, материальных, трудовых и бытовых условий электротехнического и электротехнологического персонала.

Эксплуатация ЭУ содержит следующие основные положения:

- единую терминологию, установленную действующей НТД;
- принципы управления ЭХ;

- приемку ЭУ в эксплуатацию после сооружения, реконструкции (модернизации) или капитального ремонта;
- обучение, подготовку и проверку знаний ЭТП;
- ведение эксплуатационной технической документации;
- соблюдение действующих нормативов по охране труда;
- проведение всех видов технического обслуживания ЭУ, включая межремонтные (профилактические) испытания и измерения, текущие (планово-предупредительные) и капитальные ремонты;
- планирование и реализацию мероприятий по реконструкции (модернизации) ЭУ и энергосбережению;
- контроль расходования ЭЭ.

1.3. Роль стандартизации в изготовлении и эксплуатации электроустановок

ЭО изготавливают на электромашиностроительных предприятиях, составляющих электротехническую отрасль промышленности (ЭТП). В ней действует система стандартизации, заключающаяся в том, что стандарты для входящих в нее подотраслей (их более 30) основываются на общих стандартах для всего машиностроения (предпочтительные числа и ряды предпочтительных чисел, допуски и посадки, номенклатура и характеристики основных показателей качества продукции и др.) и на общих стандартах для всей электротехники (ряды номинальных напряжений, тока и частоты, нормы качества ЭЭ у ее приемников, условия эксплуатации ЭО в части воздействий климатических и механических факторов внешней среды в районах с различным климатом, стандарты на термины, определения и буквенные обозначения основных величин и др.).

Стандарты, действующие в нашей стране, увязаны с системой международной стандартизации ISO. Стандартизация в области электротехники выделена из системы ISO и находится в ведении Международной электротехнической комиссии (IEC-МЭК), которая функционирует с 1906 г. Она создана для разработки рекомендаций по стандартизации параметров и характеристик электротехнических изделий (ЭТИ). В составе МЭК действуют технические комитеты (Technical Committee-TC), каждый из

которых ведет работу по определенному виду ЭТИ. Для решения отдельных проблем ЭТИ имеются подкомитеты (Sub Committee-SC). Результаты своей деятельности комитеты и подкомитеты реализуют в виде стандартов МЭК, имеющих статус международных, которые носят рекомендательный характер для национальных организаций по стандартизации. Стандарты МЭК издает его Центральное бюро с параллельным расположением текстов на французском и английском языках. Российский комитет МЭК издает ее стандарты на русском языке от имени Центрального бюро. Рекомендации стандартов МЭК учитывают при разработке национальных стандартов в области электротехники. При этом в наименовании стандарта дается ссылка на стандарт МЭК. Например, ГОСТ Р 51330.0-99 (МЭК 60079-0-98) «Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 0. Общие требования». Определенная часть стандартов России основывается на рекомендациях МЭК и на ее стандартах.

Крупными национальными стандартами являются: ГОСТ Р и ГОСТ (Российская Федерация), BS (Великобритания), CENELEC – исполнительный орган по стандартизации в электротехнике стран Европейского Союза, NEMA (США), DIN (Германия).

В национальных стандартах, в том числе в ГОСТ и ГОСТ Р, в основу стандартизации продукции большинства подотраслей ЭТП – электрических машин (ЭМ), трансформаторов, электрических аппаратов, источников света и многих других – положены базовые стандарты, общие для всей отрасли. Так, для ЭМ имеется ГОСТ 183-74, устанавливающий для ЭМ всех областей применения общие технические требования по режимам работы и методам расчета. На основе единых общих стандартов для изделий всей отрасли или подотрасли утверждаются стандарты на единые отдельные серии ЭТИ, например на электродвигатели асинхронные, синхронные и др. При этом одновременно производится унификация узлов и деталей для данной серии ЭМ. Подобным же образом построена стандартизация в остальных подотраслях ЭТП – трансформаторостроении, электроаппаратостроении, в светотехнике и др.

В нашей стране действует несколько видов нормативных документов:

- межгосударственные стандарты – (они могут признаваться отдельными странами и действовать на их территории);
- национальные стандарты Российской Федерации – ГОСТ Р;
- отраслевые стандарты – ОСТ;
- технические условия – ТУ;
- стандарты предприятия – СТП.

Стандарты являются обязательными к применению и действию в пределах установленной сферы и условий.

Межгосударственные и национальные стандарты принимаются для обеспечения единства подхода и взаимосвязи различных отраслей науки, техники и производства при создании и изготовлении продукции. Порядок разработки и утверждения национальных стандартов установлен ГОСТ Р 1.2-92, а межгосударственных – на основе специальных соглашений.

Отраслевые стандарты (ОСТ) устанавливают требования к продукции, не относящейся к межгосударственной или государственной стандартизации.

Технические условия (ТУ) – это нормативный документ, действующий на определенный вид продукции, например на тип магнитных пускателей, отрезок серии электродвигателей и др. ТУ действует в рамках предприятия, где выпускается эта продукция. Построение, изложение и оформление ТУ осуществляется в соответствии с ГОСТ 2.114-95.

Стандарты предприятия (СТП) устанавливают нормы и другие требования, главным образом технологические, применяемые только на данном предприятии. СТП не распространяется на изготавливаемую продукцию.

Стандартизация в электромашиностроении базируется на нормах и правилах, принятых для всей электротехники и зафиксированных в основополагающих или общих стандартах.

Перечень некоторых основополагающих для электротехники стандартов, требования которых конкретизируются в стандартах на отдельные группы (виды) машин и ЭО, приведен в табл. 1.

Особое место среди основополагающих стандартов занимает ГОСТ 15150-69 «Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнение для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды».

Он распространяется на все виды изделий, разрабатываемых и производимых в нашей стране. Применительно к изделиям электротехники действует основополагающий ГОСТ 15543.1-89 (ГОСТ 15543-70) «Изделия электротехнические. Исполнения для различных климатических районов. Общие технические требования в части воздействия климатических факторов внешней среды».

Таблица 1

Общие стандарты для изделий электротехники

ГОСТ номер	Название
12.1.09-76	Стандарты системы безопасности труда – ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения
721-77	Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В
21128-83	Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения до 1000 В
14254-96	Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (код IP)
8865-93	Материалы электроизоляционные для электрических машин, трансформаторов и аппаратов. Классификация по нагревостойкости
16962.1-89	Изделия электротехнические. Методы испытаний на устойчивость к климатическим внешним воздействующим факторам
16962.2-90	Изделия электротехнические. Методы испытаний на стойкость к механическим внешним воздействующим факторам
17516-72	Изделия электротехнические. Условия эксплуатации в части воздействия механических факторов внешней среды
23216-78	Изделия электротехнические. Хранение, транспортирование, временная противокоррозионная защита, упаковка. Общие требования и методы испытаний

1.4. Классификация и кодификация электротехнической продукции

При современном уровне развития техники в создании законченных изделий участвуют десятки и сотни предприятий и организаций. Это диктует необходимость иметь единый язык – единую систему классификации и кодирования документации, изделий и материалов, построенную на единых классификационных принципах.

Вся промышленная и сельскохозяйственная продукция, производимая в нашей стране, включена в «Общий классификатор промышленной и сельскохозяйственной продукции (ОКП)» и каждому ее виду присвоен свой код. Он представляет собой шестизначную цифру. Код содержит высшие классификационные группировки (ВКГ ОКП) – первые две цифры (классы) – и идентификационную часть (ИЧ ОКП) – четыре последующие цифры, которыми кодируют внутривидовые группировки и ассортиментную номенклатуру, т.е. конкретные наименования продукции.

Для продукции каждой отрасли промышленности и сельского хозяйства в ОКП определены наиболее существенные признаки, по которым осуществляется классификационное деление. Для каждого класса продукции установлен соответствующий порядок его последовательной конкретизации.

В основу ОКП положена десятичная система классификации, согласно которой всю промышленную и сельскохозяйственную продукцию подразделяют на 100 классов в зависимости от особенностей производства, свойств и назначения. Каждый класс подразделяют на 10 подклассов, каждый подкласс – на 10 групп, каждую группу – на 10 подгрупп и каждую подгруппу – на 10 видов. Классы обозначают двумя цифрами, а подклассы, группы, подгруппы и виды – одной. Коды ОКП используют при учете выпускаемой продукции и при заказах оборудования и запасных частей. Для электротехнической продукции в ОКП выделено три класса:

- 33 – машины электрические;
- 34 – оборудование и материалы электротехнические;
- 35 – продукция кабельная.

Каждый из указанных классов разделен на 10 подклассов по назначению и применению продукции. Из них класс 34 является самым многономенклатурным (он включает 1847 группировок) и не имеет на уровне подклассов резервной емкости. Поэтому в связи с необходимостью планирования выпуска запасных частей для электротехнического оборудования их классификация произведена в подклассе 9 класса 33.

Класс 33 – машины электрические – имеет 9 подклассов, в том числе:

331000 – машины электрические малой мощности;

332000 – электродвигатели переменного тока мощностью от 0,25 до 100 кВт;

334000 – электродвигатели взрывозащищенные, врубово-комбайновые и электробуры;

335000 – электродвигатели крановые и тяговые и т.д.

Подобным же образом продукцию, отнесенную к одному подклассу, например машинам электрическим малой мощности, подразделяют по определенным признакам на группы:

331100 – машины электрические специализированные и т.д.

Далее продукцию одной группы подразделяют на подгруппы:

331110 – электродвигатели для электробытовых приборов;

331120 – то же, но не вошедшие в подгруппу 331110;

331130 – электродвигатели для звукокиноаппаратов и т.д.

Далее электродвигатели одной подгруппы подразделяют на виды:

331151 – электродвигатели серии АОЛ;

331152 – электродвигатели единой серии 4А;

331153 – электродвигатели шаговые и т.д.

Одним из номенклатурных классов ОКП является класс 34, который подразделяют на подклассы:

341000 – трансформаторы и трансформаторное оборудование, аппаратура высоковольтная, силовая преобразовательная техника, приборы силовые полупроводниковые и т.д.;

342000 – аппараты электрические на напряжение до 1000 В;

343000 – комплектные устройства на напряжение выше 1000 В;

344000 – оборудование специальное технологическое, шинопроводы низкого напряжения и т.д.

Кабельную продукцию (класс 35) подразделяют на подклассы:

351000 – провода неизолированные;

352000 – кабели силовые напряжением до 1 кВ;

353000 – кабели силовые на напряжение 1 кВ и выше (бронированные);

354000 – кабели силовые гибкие (шланговые и врубовые) и т.д.

Присвоение кода ОКП осуществляют согласно установленному порядку, регламентированному положением об отраслевой системе ведения общероссийского классификатора.

1.5. Требования по климатическим воздействиям и категориям размещения электрооборудования

Высокая эффективность эксплуатации ЭУ достигается, когда они применяются в тех климатических условиях, для которых изготовлены. Очевидно, что нельзя применять ЭО, рассчитанное на работу в тропиках, в условиях холодного северного климата – оно преждевременно выйдет из строя или его изоляция может разрушиться при сильных морозах. Климатическое исполнение ЭО регулирует уже упоминавшиеся выше стандарты ГОСТ 15150 и ГОСТ 15543.1. В соответствии с ГОСТ 15150 и ГОСТ 16350 поверхность земного шара разделена на ряд макроклиматических районов, разграниченных с точки зрения воздействия климатических факторов на технические изделия.

Под термином «климатические факторы внешней среды» понимают температуру, влажность, давление воздуха (высоту над уровнем моря), солнечное излучение, ветер, пыль (в том числе снежную), смену температур, соляной туман, иней, гидростатическое давление воды, действие плесневых грибков, содержание в воздухе коррозионно-активных агентов. Различают нормальные и номинальные значения климатических факторов.

Нормальные значения – это уточненные, естественно изменяющиеся значения климатических факторов в пределах данной географической зоны с учетом места размещения изделия.

Номинальные значения – это нормируемые в технических заданиях, стандартах или технических условиях значения клима-

тических факторов, в пределах которых обеспечивается эксплуатация конкретных видов изделий. В стандартах и в ТУ на конкретные виды продукции устанавливают требования по номинальным значениям климатических факторов. Кроме того, различают их *рабочие* и *предельные рабочие значения*.

Рабочие значения – это естественно изменяющиеся климатические факторы (например, температура), в пределах которых обеспечивается сохранение требуемых номинальных параметров и экономически целесообразных сроков службы изделий.

Предельные рабочие значения при эксплуатации – это значения климатических факторов, в пределах которых изделия могут (в течение не более 6 ч в году) оказаться в эксплуатации и должны при этом:

- сохранять работоспособность, но могут не сохранять требуемой точности и номинальных параметров;
- восстанавливать требуемую точность и номинальные параметры после прекращения действий этих предельных рабочих значений.

Технические изделия предназначают для эксплуатации в одном или нескольких макроклиматических районах и изготавливают в климатических исполнениях, обозначения которых приведены в табл. 2.

Изделия в исполнении У и УХЛ могут эксплуатироваться в теплой и влажной зонах, в которых средняя из ежегодных абсолютных максимумов температуры воздуха выше 40 °С и (или) сочетание температуры, равной или выше 80 °С, наблюдается более 12 ч в сутки за непрерывный период более двух месяцев в году.

Таблица 2

Обозначение климатического исполнения
изделий электротехники

Исполнение изделий	Буквенное обозначение
Для районов с умеренным климатом	У
Для районов с умеренным и холодным климатом	УХЛ

Для районов с тропическим климатом	Т
Для всех районов на суше, кроме районов с очень холодным климатом (общеклиматическое исполнение)	О
Для районов с умеренно холодным морским климатом	М

Если основным назначением изделий является эксплуатация в районах с холодным климатом и экономически нецелесообразно использовать их вне пределов этого района, то вместо обозначения УХЛ рекомендуется ХЛ.

В условное обозначение типа электротехнические изделия (ЭТИ) дополнительно к техническим данным (тип, мощность, номинальное напряжение и т.п.) вводят буквы, обозначающие вид климатического исполнения.

Кроме климатических условий для обеспечения эффективной и надежной эксплуатации ЭТИ важное значение имеют категории его размещения. Категория размещения ЭТИ – это условия, для эксплуатации в которых они предназначены – на открытом воздухе, под навесом, в отапливаемом помещении и т.п. Они установлены ГОСТ 15150 и приведены в табл. 3.

Пример записи изделия с обозначениями климатического исполнения и категории размещения: ПВИ-250 У5. Это изделие – пускатель магнитный взрывозащищенный с номинальным током 250 А, в климатическом исполнении для применения в условиях умеренного климата (буква У) и в помещениях с повышенной влажностью, в том числе в шахтах (цифра 5).

В ГОСТ 15150 установлено четыре типа атмосфер на открытом воздухе, различающихся содержанием в них основных коррозионно-активных агентов (сернистого газа, хлоридов и др.), а именно: условно-чистая (тип атмосферы I), промышленная (тип II), морская (тип III) и приморско-промышленная (тип IV). Обозначение исполнения ЭТИ, предназначенных для эксплуатации в условиях атмосферы определенного типа, обычно приводят в ТУ и в паспорте.

В систему обозначений ЭТИ также вводят указание о допустимом применении их на высоте над уровнем моря. Это означает, что система охлаждения или система отвода теплоты, выделяю-

щейся при работе ЭТИ при номинальной нагрузке, рассчитана на плотность воздуха именно до указанной высоты над уровнем моря.

Для электродвигателей, трансформаторов и некоторых других видов ЭТИ важно выбрать класс электрической изоляции по нагревостойкости. В соответствии с ГОСТ 8865 установлено семь классов, каждый из которых характеризуется длительно допустимой температурой, °С, работы электрической изоляции: Y-90, A-105, E-120, B-130, F-155, H-180, C – свыше 180.

Таблица 3

Условные обозначения категорий размещения ЭТИ

Укрупненные категории размещения		Дополнительные категории размещения	
Для эксплуатации:	Обозначение	Для эксплуатации:	Обозначение
– на открытом воздухе	1	– и хранения изделий в помещениях категории 1	1.1
– под навесом, где колебания температуры и влажности несущественно отличаются от колебаний на открытом воздухе	2	– как встроенные элементы изделий категорий 1; 1.1 и 2, конструкция которых исключает концентрацию влаги на встроенных элементах	2.1
– в закрытых помещениях с естественной вентиляцией без искусственно регулируемых климатических условий	3	– в нерегулярно отапливаемых помещениях	3.1
– в помещениях с искусственно регулируемые климатическими условиями	4	– в помещениях с кондиционированным воздухом (в лабораториях и жилых домах)	4.1
– в помещениях с повышенной влажностью (в подземных помеще-	5	– в качестве встроенных в изделия категории 5, в которых исключается	5.1

ниях, в том числе в шахтах)		возможность концентрации влаги	
-----------------------------	--	--------------------------------	--

1.6. Управление эксплуатацией электроустановок

Управление эксплуатацией ЭУ определяется требованиями, которые накладывают ПТЭЭП на ее владельца. В соответствии с этими требованиями Потребитель обязан:

- обеспечить обслуживание ЭУ специально обученным и прошедшим проверку знаний правил и НТД ЭТП, который должен периодически проходить медицинское освидетельствование, а также обеспечить охрану его труда;

- содержать ЭУ в рабочем состоянии и эксплуатировать их в соответствии с НТД (ПТЭЭП и заводских руководств по эксплуатации), своевременно и качественно производить техническое обслуживание и плановые ремонты;

- разработать должностные и производственные инструкции и инструкции по охране труда, обеспечить учет, анализ и расследование несчастных случаев, связанных с эксплуатацией ЭУ, учет и рациональное использование электроэнергии и проводить мероприятия по энергосбережению;

- обеспечить проведение необходимых испытаний электрооборудования, измерительных приборов, грозозащиты, средств учета ЭЭ и выполнение предписаний органов госнадзора.

Для выполнения этих и других обязанностей при эксплуатации ЭУ Потребитель (владелец) назначает ответственного за электрохозяйство (ОЗЭХ) и его заместителя. Обычно ОЗЭХ назначают главного энергетика. В зависимости от объема и сложности работ по эксплуатации ЭУ на предприятии может создаваться энергослужба, в ведение которой могут находиться все энергетические установки предприятия – электрические (ЭУ) и тепловые (ТЭУ). В состав энергослужбы могут входить электроцех, цех электроснабжения и другие подразделения, связанные с эксплуатацией ЭУ. При больших объемах работ по эксплуатации ЭУ главный энергетик может иметь двух заместителей – одного по эксплуатации ЭУ, а другого – по теплотехническим установкам или начальников соответствующих цехов, например: паросилового, электроцеха и связи и сигнализации, как это пока-

зано на рис. 1, где приведен пример организации централизованного управления ЭХ крупного предприятия. Здесь в ведении главного энергетика, подчиненного главному инженеру (техническому директору), находятся все имеющиеся на предприятии энергетические службы – электрическая и паросиловая.

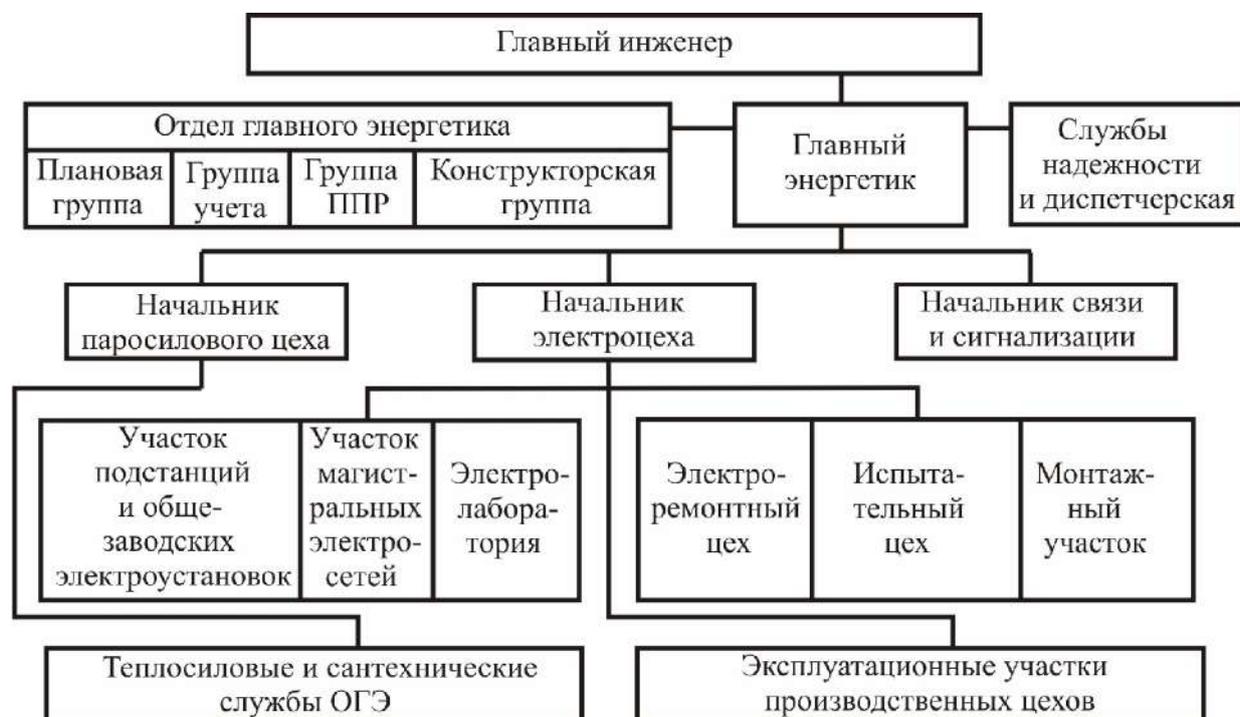


Рис. 1. Схема централизованного управления электрохозяйством

На рис. 2 приведен пример организации управления ЭХ на относительно небольшом предприятии, где должность главного энергетика не предусмотрена, а функции ОЗЭХ выполняет главный механик, в подчинении которого находится начальник энергоцеха. Он руководит мастерами, отвечающими за работу соответствующих служб, в том числе за эксплуатацию ЭУ.

Из рисунков видно, что формы управления ЭХ зависят от размера предприятия, количества находящегося в эксплуатации ЭО и уровня электропотребления.

Это нашло отражение и в ПТЭЭП. Там указано, что если установленная мощность ЭУ не превышает 10 кВ·А, то заместитель ОЗЭХ может не назначаться.

Если Потребитель не занимается производственной деятельностью, а ЭХ включает в себя только вводное (вводно-распределительное) устройство, осветительные установки, переносное ЭО напряжением не выше 380 В, то ОЗЭХ также может не назначаться. В этом случае руководитель Потребителя может возложить ответственность за безопасную эксплуатацию ЭУ на себя по письменному согласию местного органа госнадзора путем оформления заявления – обязательства установленного образца без проверки знаний по технике безопасности.

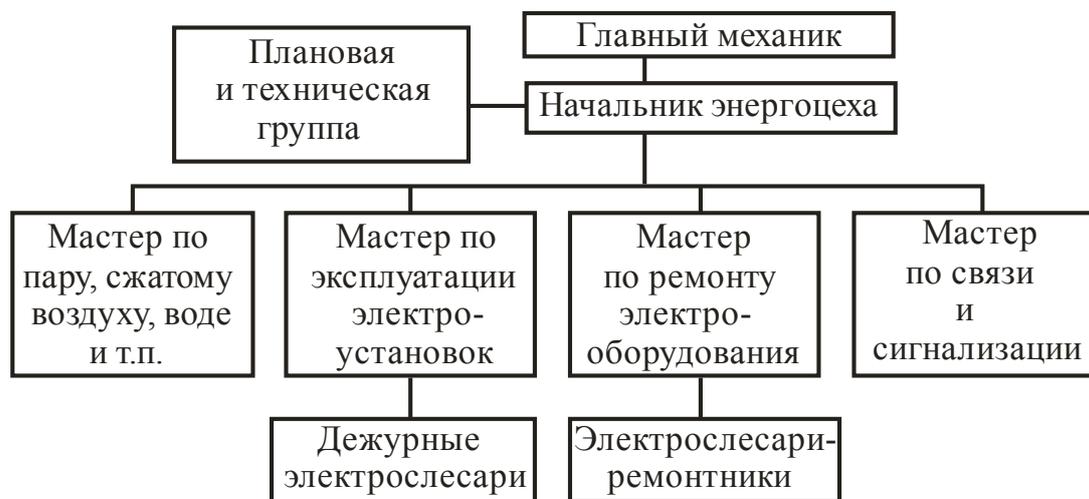


Рис. 2. Схема управления энергохозяйством на небольшом предприятии

На ОЗЭХ (главного энергетика) накладывается широкий круг обязанностей по организации эксплуатации ЭУ и руководству этой работой.

Он обязан обеспечить:

- бесперебойное электроснабжение предприятия, надежную, экономичную и безопасную работу всех ЭУ и персонала;
- организацию оперативного обслуживания;
- надзор за техническим состоянием и эксплуатацией ЭУ;
- обучение, инструктирование, проверку знаний и допуск к самостоятельной работе электротехнического персонала;
- разработку мероприятий по экономии ЭЭ (по энергосбережению) и снижению ее потерь;
- организацию и проведение планово-предупредительного ремонта (ППР) и профилактических испытаний ЭУ;

- разработку мер по модернизации и реконструкции ЭУ;
- разработку инструкций для ЭТП по эксплуатации ЭУ и их пересмотр (не реже одного раза в три года);
- хранение проектной и технической (паспортной) документации на ЭУ;
- разработку и ведение документации по эксплуатации ЭУ;
- расчеты потребности в ЭЭ и в запасных частях для ЭУ;
- проверку (не реже одного раза в два года) схемы электропитания предприятия и его подразделений;
- повышение квалификации электротехнического персонала (не реже одного раза в пять лет);
- соблюдение порядка приема новых и реконструированных ЭУ;
- контроль (не реже одного раза в два года) показателей качества электрической энергии (ПКЭЭ);
- проведение своевременных испытаний средств защиты в ЭУ, средств пожаротушения и инструмента, а также правильность допуска персонала строительно-монтажных организаций к работам в действующих ЭУ и в охранной зоне линий электропередачи.

Видно, что круг обязанностей ОЗЭХ достаточно широк и поэтому на эту должность назначают специалиста с соответствующим образованием и опытом работы.

В числе обязанностей ОЗЭХ важное место занимает оперативная работа, т.е. текущая работа по организации отключений, переключений и включений ЭУ, работы в порядке текущей эксплуатации и др. На крупных промышленных предприятиях с большим объемом электропотребления, имеющих в системе управления собственные предприятия электрических сетей, создается оперативное диспетчерское управление. Его организационную структуру, форму управления и вид оперативного обслуживания определяет руководитель Потребителя.

Взаимоотношения персонала различных уровней оперативного управления регламентируются соответствующими согласованными и утвержденными положениями, договорами и инструкциями.

1.7. Требования к электротехническому персоналу и его подготовка

Эксплуатацию ЭУ должен осуществлять специально обученный и подготовленный электротехнический персонал (ЭТП). Он организует и осуществляет монтаж, наладку, техническое обслуживание, ремонт и управление режимами работы ЭУ. ЭТП должен пройти проверку знаний правил по охране труда (правил безопасности), правил и инструкций по технической эксплуатации, пожарной безопасности, пользованию защитными средствами, устройства ЭУ в пределах требований, предъявляемых к соответствующей должности или профессии по электробезопасности.

ЭТП разделяют на административно-технический (АТП), оперативный (ОП), оперативно-ремонтный (ОРП) и ремонтный (РемП) персонал.

АТП – это руководители (ОЗЭХ и его заместитель) и специалисты, в том числе и те, на которых возложены обязанности по организации технического и оперативного обслуживания, проведения ремонтных, монтажных и наладочных работ в ЭУ. АТП организует оперативные переключения, т.е. отключения-включения ЭУ при ремонтах, техническом обслуживании и др., и принимает в них непосредственное участие. АТП имеет права ОП, ОРП и РемП, т.е. имеет право выполнять действия, которые входят в обязанности перечисленного персонала.

ЭО может находиться в одном из оперативных состояний: в работе, в ремонте и в резерве. Изменение оперативного состояния ЭО производит оперативный персонал – дежурные подстанций, распределительных пунктов, распределительных щитов и т.п. Эти действия ОП выполняет под руководством АТП (ОЗЭХ, его заместителя, диспетчера или другого лица, наделенного соответствующими полномочиями). ОП также производит осмотр ЭУ, подготавливает рабочие места перед производством ремонтов, допускает к работе РемП и надзирает за работающими, выполняет работы в порядке текущей эксплуатации.

ОРП – это специально обученный и подготовленный персонал для технического обслуживания в утвержденном объеме закрепленных за ним ЭУ (дежурные электрослесари и электромон-

теры, члены аварийных бригад и т.п.). Если не требуется разделения обязанностей, то ОРП относят к ОП.

РемП выполняет все виды работ по ремонту, реконструкции и монтажу ЭО. Сюда также относят персонал испытательных лабораторий, служб релейной защиты и автоматики (РЗА) и контрольно-измерительных приборов (КИП).

ОП и ОРП может помимо своих обязанностей выполнять работы в порядке текущей эксплуатации, к которым относят небольшие по объему и продолжительности (не более одной смены) ремонтные и другие работы по обслуживанию ЭУ напряжением до 1 кВ по утвержденному ОЗЭХ перечню.

ЭТП предприятия и его любого подразделения должен пройти обучение и после проверки знаний, в том числе по охране труда и техники безопасности в ЭУ, получить группу по электробезопасности (ЭБ). Таких групп установлено пять: I, II, III, IV и V.

К *группе I* относят электротехнологический персонал, обслуживающий электропечи, электрофильтры, электрокары, металлообрабатывающие станки с электроприводом и т.п., а также уборщиков ЭП (стаж работы в должности для этого персонала не нормируется). Присвоение I группы по электробезопасности (не реже одного раза в год) производит работник из числа ЭТП с группой по ЭБ не ниже III путем инструктажа с записью в журнал. Удостоверения этому персоналу не выдаются.

К *группе II* относят практикантов учебных заведений (стаж не нормируется), а также ЭТП предприятий, прошедший обучение по программе не менее 72 ч. Эти лица должны иметь элементарные технические знания об ЭУ и ЭО, отчетливо представлять опасность электрического тока и уметь оказывать первую помощь пострадавшим.

ЭТП *группы III* должен иметь элементарные познания в электротехнике, знать устройство и обслуживание ЭУ, знать общие правила охраны труда, техники безопасности и допуска к работам в ЭУ, а также правила по тем видам работ, которые входят в их обязанности. Он должен уметь оказывать первую помощь пострадавшему (знать приемы искусственного дыхания и т.п.). Лица группы III имеют право проводить инструктаж персонала группы I по ЭБ.

Лица *группы IV* должны иметь знания по электротехнике в объеме профтехучилищ, полное представление об опасности при работе в ЭУ, знания ПТЭЭП и правил пользования и испытания защитных средств, применяемых в ЭУ, знать ЭУ так, чтобы свободно разбираться во всех ситуациях, возникающих при их эксплуатации и ремонте, а также уметь организовать безопасное проведение работ и надзор за ними в ЭУ напряжением до 1 кВ.

Персонал *группы V* должен иметь твердые знания схем и оборудования своего участка и предприятия в целом, знать ПТЭЭП как в общей, так и в специальных частях, и правила пользования и испытания защитных средств, применяемых в ЭУ, уметь организовать безопасное производство работ и вести надзор за ними в установках любого напряжения, обучать персонал других групп правилам техники безопасности и оказанию первой помощи.

ОЗЭХ должны иметь группу по ЭБ: V – в ЭУ напряжением до и выше 1 кВ; IV – в ЭУ до 1 кВ.

Работники, принимаемые на работу в ЭУ, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую характеру выполняемых работ, и пройти специальное медицинское освидетельствование. ЭТП до назначения на самостоятельную работу или при переходе на другую работу или должность, связанную с эксплуатацией ЭУ, а также при перерыве в работе в качестве ЭТП свыше одного года, обязан пройти обучение на рабочем месте.

Это обучение проводят в виде форм работы с ЭТП.

С АТП проводят вводный и целевой инструктаж по охране труда, проверяют знания правил и норм охраны труда и правил пожарной безопасности, ПТЭЭП и других нормативных документов.

С ОП и ОРП проводят *вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой* инструктажи по охране труда и пожарной безопасности, подготовку по новой должности или профессии с обучением на рабочем месте (стажировка), проверяют знания правил и норм по охране труда, правил пожарной безопасности и ПТЭЭП, организуют дублирование, т.е. выполнение обязанностей ОП или ОРП под наблюдением и руководством опытного работника, и контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки.

С РемП также проводят вводный, первичный на рабочем месте, повторный, внеплановый и целевой инструктажи, по охране труда и пожарной безопасности, подготавливают на рабочем месте к работе по новой должности или профессии, проверяют знания правил и норм по охране труда, ПТЭЭП, правил пожарной безопасности и других нормативных документов.

Работнику, принимаемому на работу, предоставляют срок для ознакомления с оборудованием и аппаратурой и изучения должностных инструкций, правил безопасности, ПУЭ и ПТЭЭП в тех частях, которые относятся к его обязанностям, приемов оказания первой помощи при несчастных случаях на производстве, правил испытания и применения средств защиты, инструкций по охране труда.

Программу подготовки ЭТП составляет ОЗЭХ.

Программа подготовки ОП, ОРП и РемП должна предусматривать стажировку, дублирование и проверку знаний.

Продолжительность стажировки и дублирования устанавливают индивидуально (от 2 до 14 смен).

После дублирования работник из числа ОП или ОРП может быть допущен к самостоятельной работе.

Этот допуск ОП оформляют соответствующим документом руководителя Потребителя.

В период дублирования работник должен принять участие в контрольных противоаварийных и противопожарных тренировках с оценкой результатов и оформлением в соответствующих журналах.

Если в период дублирования будет установлена профессиональная непригодность работника к данной деятельности, он снимается с подготовки.

Проверку знаний работников подразделяют на первичную и периодическую (очередную и внеочередную).

Первичную проверку знаний проводят у работников, впервые поступивших на работу, связанную с обслуживанием, или при перерыве в проверке знаний более 3-х лет.

Очередную проверку проводят в следующие сроки:

– для ЭТП, непосредственно организующего и проводящего работы в действующих ЭУ по наладке, электромонтажу, ремонту и профилактическим испытаниям, а также для персонала, имею-

щего право выдачи нарядов, распоряжений и ведения оперативных переговоров, 1 раз в год;

– для АТП, не относящегося к предыдущей группе, а также для специалистов по охране труда, 1 раз в 3 года.

Время следующей проверки устанавливается в соответствии с датой последней проверки знаний.

Работникам, получившим неудовлетворительную оценку, комиссия назначает повторную проверку в срок не позднее 1 месяца со дня последней проверки.

Внеочередную проверку знаний проводят независимо от срока проведения предыдущей проверки:

– при введении в действие у Потребителя новых или переработанных норм и правил;

– при установке нового оборудования, реконструкции или изменении главных электрических и технологических схем;

– при назначении или переводе на другую работу;

– при нарушении работниками норм по охране труда;

– по требованию органов государственного надзора;

– по заключению комиссии, расследовавшей несчастные случаи с людьми или нарушения в работе энергетического объекта;

– при повышении знаний на более высокую группу;

– при перерыве в работе в данной должности более 6 месяцев.

Проверку знаний ОЗЭХ Потребителей, их заместителей, а также специалистов по охране труда, в обязанности которых входит контроль за ЭУ, проводит комиссия органа госэнергонадзора.

Для проверки знаний электротехнического и электротехнологического персонала руководитель Потребителя назначает приказом комиссию в составе не менее пяти человек.

Председатель комиссии должен иметь группу по электробезопасности V у Потребителей с ЭУ напряжением до и выше 1000 В и группу IV у Потребителей с ЭУ напряжением до 1000 В.

Председателем комиссии назначают, как правило, ОЗЭХ Потребителя.

Все члены комиссии должны иметь группу по электробезопасности.

В структурных подразделениях Потребителя могут создаваться комиссии по проверке знаний работников этих подразделений.

При проведении проверки знаний должно присутствовать не менее трех членов комиссии, в том числе обязательно председатель (заместитель председателя) комиссии.

Проверка знаний работников Потребителей, численность которых не позволяет образовать комиссии по проверке знаний, должна проводиться в комиссиях органов госэнергонадзора.

Комиссии органов госэнергонадзора для проверки знаний могут создаваться при специализированных образовательных учреждениях (институтах повышения квалификации, учебных центрах и т.п.). Они назначаются приказом (распоряжением) руководителя органа госэнергонадзора.

Председателем комиссии назначается старший государственный инспектор (государственный инспектор) по энергетическому надзору.

Проверка знаний каждого работника производится индивидуально.

Результаты проверки знаний заносят в журнал установленной формы и подписывают все члены комиссии.

Персоналу, успешно прошедшему проверку знаний, выдается удостоверение установленной формы. Его необходимо иметь при себе на работе.

Специалисту по охране труда, в обязанности которого входит инспектирование электроустановок, прошедшему проверку знаний в объеме IV группы по электробезопасности, выдается удостоверение на право инспектирования электроустановок своего Потребителя.

1.8. Приемка электроустановок в эксплуатацию

Приемку в эксплуатацию вновь вводимых и реконструированных ЭУ осуществляют в порядке, предусматривающем выполнение ряда последовательных процедур. Так, до начала строительства или реконструкции ЭУ ее владелец должен получить технические условия в электроснабжающей организации, на основании чего заказывает проектную документацию, а затем со-

гласовывает ее с организацией, выдавшей эти технологические условия, и с органом государственного надзора. Проектную документацию передают подрядчику (производителю работ) для выполнения строительно-монтажных работ (СМР). Подрядчиком может быть подразделение заказчика.

В процессе выполнения СМР производят промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, для чего заказчик и исполнитель СМР создают промежуточные комиссии по каждому виду работ, в том числе скрытых работ. Под скрытыми понимают работы, которые после их выполнения засыпаются грунтом или скрываются другим способом. К ним относят, например, кабели, прокладываемые в траншеях, с последующей засыпкой грунтом.

Перед приемкой в эксплуатацию ЭУ подвергают пусконаладочным работам (ПНР) и приемо-сдаточным испытаниям (ПСИ) по нормам, установленным в ПУЭ. Эти нормы определяют объем, вид, условия и средства испытаний конкретных ЭУ и ЭО.

Все измерения, испытания и опробования ЭО, произведенные при выполнении ПНР и ПСИ, оформляют соответствующими актами и протоколами, которые передают эксплуатирующей организации вместе с другими документами. В объем этих работ входит измерение сопротивления изоляции и испытание повышенным напряжением промышленной частоты (ПНПЧ) ЭО на напряжение до 35 кВ включительно. При отсутствии необходимой испытательной аппаратуры переменного тока допускается испытывать ЭО распределительных устройств напряжением до 20 кВ полуторакратным повышенным выпрямленным напряжением (ПВН).

Испытание изоляции ПНПЧ, равным 1 кВ, может быть заменено измерением одномоментного значения ее сопротивления (R_{60}) мегаомметром на напряжение 2500 В. Если при этом полученное значение сопротивления изоляции будет меньше приведенного в НТД или в заводских инструкциях, то испытание напряжением 1 кВ промышленной частоты является обязательным.

До и после испытания изоляции ПНПЧ или ПВН рекомендуется измерять одномоментное сопротивление (R_{60}) мегаомметром.

Помимо испытаний, установленных ПУЭ, все передаваемое в эксплуатацию оборудование должно пройти проверку работы механической части в соответствии с заводскими и монтажными инструкциями.

Организует выполнение ПНР и ПСИ ЭУ и отдельных ее систем подрядчик по своим или по проектным схемам с привлечением персонала заказчика. ПСИ оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем проводит по проектным схемам подрядчик после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемой ЭУ с участием персонала заказчика.

Заключение о пригодности ЭУ к эксплуатации дают на основании результатов всех испытаний и измерений, относящихся к данной единице оборудования. После завершения ПНР и ПСИ заказчик проводит комплексное опробование ЭУ. При этом проверяют исправность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации, проводят проверку и настройку всех систем контроля и управления, устройств защиты, сигнализации и контрольно-измерительных приборов. Комплексное опробование считают проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного и вспомогательного оборудования в течение 72 ч, а линий электропередачи – в течение 24 ч. Перед опробованием и приемкой ЭУ должны быть подготовлены условия для ее надежной и безопасной эксплуатации, а именно:

- укомплектован и обучен (с проверкой знаний) ЭТП;
- разработаны и утверждены эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда и оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности; с этими документами должен быть ознакомлен персонал с записью в журнал;
- подготовлены и испытаны защитные средства (перчатки, боты, штанги и т.п.), инструмент, запасные части и материалы;
- введены в действие средства связи, сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения и вентиляции.

При завершении комплексного опробования устраняют все дефекты и недоделки, допущенные в ходе выполнения СМР, а также дефекты, выявленные при ПНР и ПСИ.

Подрядчик (исполнитель работ) передает заказчику всю исполнительную документацию с отметками отступлений от проекта, технические паспорта на оборудование и руководства по экс-

плуатации, а также акты и протоколы испытаний отдельных объектов ЭУ. Комиссии по приемке ЭУ организует заказчик.

Перед пуском в эксплуатацию ЭУ должна быть принята комиссией заказчика по акту, в котором указывают соответствие ЭУ проекту или паспорту.

Подачу напряжения по постоянной схеме производят после получения разрешения органа государственного надзора на основании договора между Потребителем и энергоснабжающей организацией.

1.9. Техническая документация

Перечень обязательной технической документации, которую ведет Потребитель при эксплуатации ЭУ, включает в себя:

- генеральный план предприятия с нанесенными на нем ЭП и подземными электротехническими коммуникациями (кабельные линии и др.);

- утвержденную проектную документацию (чертежи, пояснительную записку, схемы и др.) со всеми последующими изменениями;

- акты приемки скрытых работ, испытаний и наладки ЭО, приемки ЭУ в эксплуатацию;

- исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;

- акты разграничений сетей между энергоснабжающей организацией и Потребителем;

- технические паспорта основного ЭО и ЭП;

- инструкции: по эксплуатации ЭУ по каждому рабочему месту; по охране труда на рабочих местах; по пожарной безопасности; по предотвращению и ликвидации аварий; по выполнению переключений без распоряжений; по учету ЭЭ.

Все инструкции утверждает руководитель Потребителя (технический руководитель).

Для структурных подразделений каждого Потребителя – цехов, участков и др. составляют утверждаемые руководителем перечни технической документации. Полный комплект инструкций хранят у ОЗЭХ цеха, участка и необходимый комплект – у соответствующего персонала на рабочем месте. Эти перечни пере-

смаатривают не реже одного раза в три года. В состав документов входят списки лиц, имеющих право отдавать распоряжения, выдавать наряды и допускать к работам ОПР и РемП. Соответствующая документация должна находиться на рабочих местах.

Все изменения в ЭУ, выполненные в процессе эксплуатации, отражают на схемах и чертежах за подписью ОЗЭХ с указанием должности и даты. Соответствие электрических или технологических схем (чертежей) фактическим эксплуатационным проверяют не реже одного раза в два года.

В подразделениях энергослужбы предприятия ведут журналы регистрации оперативных переключений и отказов ЭО с указанием длительности простоев и мер по их устранению.

1.10. Техническое обслуживание и ремонты электрооборудования

Эксплуатация любого изделия, в том числе и ЭО, включает в себя несколько стадий: транспортирование, хранение, подготовку к использованию по назначению (монтаж, пуско-наладочные работы и пуско-сдаточные испытания) и использование по назначению. На каждой из этих стадий осуществляют техническое обслуживание (**ТО**), под которым понимают комплекс работ для поддержания исправности или только работоспособности.

Перечень работ по ТО, которые выполняют при транспортировании и хранении изделий, определен государственными стандартами.

При монтаже производят расконсервацию ЭО, удаляют защитную смазку, очищают изоляторы от пыли и других промышленных отложений, подготавливают его к установке и т.п.

Техническое обслуживание разделяют на регламентированное (**РТО**) и нерегламентированное (**НРТО**).

Регламентированное ТО проводят в плановом порядке в соответствии с требованиями эксплуатационных документов и НТД.

Эксплуатационные документы предназначены для ознакомления с конструкцией изделий и с условиями их хранения и транспортирования, для изучения правил их использования по назначению и технического обслуживания.

Одним из видов ТО являются межремонтные испытания и измерения или профилактические испытания, которые выполняют для оценки состояния ЭО без вывода его в ремонт. Конкретные сроки испытаний и измерений определяет руководитель Потребителя на основе рекомендаций ПТЭЭП, заводских инструкций, состояния ЭО и местных условий.

Ремонт (Р) в отличии от ТО – это комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий (объектов) или их составных частей (узлов) и восстановлению их ресурса с заменой износившихся узлов или деталей заведомо исправными. Р разделяют на плановые и аварийные.

Плановые Р проводят в соответствии с графиками планово-предупредительных ремонтов (ППР), а аварийные – при отказах ЭО.

Ремонты характеризуют периодичностью, длительностью простоя в Р (продолжительностью), трудоемкостью и стоимостью.

Периодичность Р – это наработка или время между двумя последовательно проводимыми Р одного вида.

Длительность простоя в Р или продолжительность Р – это время, затраченное на проведение одного Р ЭО.

Трудоемкость Р – это затраты труда, выраженные в чел.-ч, на проведение одного Р.

Стоимость Р – это затраты, руб., на проведение одного Р.

Ремонты разделяют на текущие (Т) и капитальные (К).

Текущий ремонт – ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей ЭУ.

Текущие ремонты (Т) проводят на основе годовых графиков ППР, которые разрабатывает ОЗЭХ и его аппарат. Планы (графики) ремонтов основного ЭО утверждает руководитель Потребителя. Ремонт ЭО и аппаратов, непосредственно связанных с технологическими агрегатами, выполняют одновременно с ремонтом последних.

Кроме годовых планов ремонтов ОЗЭХ разрабатывает долгосрочные планы технического перевооружения и реконструкции ЭУ и планы проведения капитальных ремонтов.

Капитальный ремонт – это ремонт, выполняемый для восстановления исправности и полного или близкого к полному (не

менее 85 %) ресурса изделия с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые.

Испытания и измерения параметров ЭО по объему выполняемых работ разделяют на проводимые при межремонтном (профилактическом) техническом обслуживании, при текущем ремонте и при капитальном ремонте.

До начала ремонта ЭО производят испытания и измерения для установления объема и характера ремонтных работ и для получения исходных данных, с которыми сравнивают результаты послеремонтных испытаний и измерений. Значения параметров, полученных при испытаниях и измерениях, сопоставляют с результатами предыдущих испытаний и измерений, в том числе с исходными их значениями, т.е. с указанными в паспортах или протоколах заводских испытаний и измерений.

При капитальном или восстановительном ремонте под исходными понимают данные, полученные при этих ремонтах.

Испытания и измерения проводят по программам (методикам), утвержденным руководителем Потребителя и удовлетворяющим требованиям типовых методических указаний. В этих программах предусматривают меры по обеспечению безопасного проведения работ.

Результаты испытаний, измерений и опробований оформляют в виде актов или протоколов и хранят их вместе с паспортами на ЭО.

Характеристики изоляции ЭО измеряют по однотипным схемам при одинаковой температуре, а результаты измерений сравнивают при одной и той же температуре изоляции или при близких ее значениях (разница температур должна быть не более 5 °С). Если такое сравнение невозможно, то производят температурный пересчет в соответствии с инструкциями по эксплуатации конкретных видов ЭО.

По стойкости к перенапряжениям ЭО разделяют на ЭО с нормальной и с облегченной изоляцией. ЭО с нормальной изоляцией предназначено для применения в ЭУ, подверженных действию грозových перенапряжений при обычных мерах по грозозащите. ЭО с облегченной изоляцией применяют в ЭУ, не подверженных действию грозových перенапряжений или оборудован-

ных специальными устройствами грозозащиты, ограничивающими амплитудное значение грозовых перенапряжений до значения, не превышающего амплитудного значения испытательного напряжения промышленной частоты. По этой причине и уровень испытательного напряжения для ЭО с нормальной или облегченной изоляцией установлен разный.

Испытательное ПНПЧ – это действующее значение напряжения частотой 50 Гц, практически синусоидального, которое должна выдержать изоляция ЭО при определенных условиях испытания. Испытание ПНПЧ обязательно для ЭО на напряжение до 35 кВ. Нормативные значения испытательных напряжений приведены в ПУЭ.

Период между двумя плановыми капитальными ремонтами называют ремонтным циклом. Для вновь вводимых в эксплуатацию ЭУ ремонтным циклом называют наработку от ввода их в эксплуатацию до первого планового капитального ремонта. Ремонтный цикл характеризуется структурой, под которой понимают последовательность выполнения различных видов ремонта или других работ по техническому обслуживанию. Нарботка до капитального ремонта может быть уменьшенной (обозначается $T_{КУ}$) либо нормальной ($T_{КН}$). В любом случае капитальному ремонту предшествует процедура подготовки: составление ведомости объема работ и сметы затрат, в том числе по заработной плате, графика работы, перечня необходимых материалов и запасных частей, технической документации, а также комплектование инструмента, приспособлений и такелажного (грузоподъемного) оборудования и РемП.

Если периодичность проведения текущих ремонтов $T_{ТР}$ известна или запланирована в графике проведения ППР, то их число в пределах ремонтного цикла $T_{КН}$ определяют по соотношению:

$$N_{ТР} = (T_{КН} / T_{ТР}) - 1. \quad (1)$$

В справочной литературе [2, 3] приведены среднестатистические данные, которые могут быть использованы для планирования технического обслуживания электрооборудования.

В числе таких данных приведены:

– *периодичность ремонта* – наработка ЭО, ч, между окончанием данного вида ремонта и началом последующего такого же ремонта или другого ремонта большей (меньшей) сложности;

– *продолжительность ремонта* или продолжительность простоя ЭО в ремонте – сумма затрат времени на подготовку к ремонту, собственно на ремонт, на пуск и опробование отремонтированного ЭО;

– *трудоемкость ремонта* – это затраты труда на проведение одного ремонта данного вида, выраженные в человеко-часах (чел.-ч).

Наработку за год, ч, ЭО, которое включается в работу периодически и не используется по своему назначению в нерабочие дни, можно определить из соотношения:

$$T_{н.г} = \left(T_{см} - \sum_{i=1}^m t_{пр i} \right) \frac{T_{г}}{T_{см}}, \quad (2)$$

где $T_{см}$ – длительность смены, ч; $\sum_{i=1}^m t_{пр i}$ – суммарное нерабочее время (простои) в течение смены, ч; $T_{г}$ – число рабочих часов в год.

Для ЭО, постоянно находящегося под напряжением (трансформаторы, кабели, ВЛ и др.), максимальная наработка в месяц составляет 720 ч, в год – 8640 ч.

Периодичность остановок ЭО на текущий и капитальный ремонт принята в машино-часах работы (т.е. в часах наработки) и указана с календарным планированием.

В качестве нормативной средней наработки на межремонтное обслуживание может быть принята половина средней наработки на текущий ремонт, т.е. $T_{м.ср} = 0,5 T_{т.ср}$.

В зависимости от условий работы и с учетом технического состояния ЭО допускаются отклонения от нормативной периодичности:

±25 % – для межремонтных испытаний и измерений;

±20 % – для текущего ремонта;

±15 % – для капитального ремонта.

Периодичность капитального ремонта определяется длительностью ремонтного цикла ЭО, в течение которого выполняют

все установленные виды ремонта. В частном случае началом отсчета ремонтного цикла может быть начало эксплуатации ЭО.

Длительность капитального ремонта (простой в ремонте) – это регламентированный интервал времени, ч, от момента вывода ЭО из эксплуатации для проведения планового ремонта до момента его ввода в эксплуатацию в нормальном режиме.

Началом ремонта ЭО считается время отключения его от энергетической сети, а окончанием – включение под нагрузку и испытание в течение 24 ч при нормальной эксплуатации.

Нормативы трудоемкости даны на полный перечень ремонтных работ, включая подготовительно-заключительные работы, непосредственно связанные с проведением ремонта, приведенные к четвертому разряду работ по шестиразрядной сетке. Они установлены как средние значения и предназначены для ориентировочного расчета объема ремонтных работ и необходимого числа ремонтников на предстоящий ремонт, но не могут служить основанием для оплаты труда ремонтного персонала.

Нормативы трудоемкости установлены применительно к ремонту ЭО, не исчерпавшего нормативный срок службы, при выполнении ремонтных работ в оборудованных помещениях и в нормальных температурных условиях.

При выполнении ремонтных работ в условиях, отличающихся от нормальных, нормативы трудоемкости уточняются введением коэффициента – К (табл. 4).

Таблица 4

Уточняющие коэффициенты для условий ремонта

Условия проведения ремонта	К
В полевых условиях (в разрезах), на открытых и непригодных площадках	1,20
При температуре окружающей среды, °С:	
от +5 до –10 и выше +30	1,10
от –11 до –20 и выше +40	1,25
ниже –20	1,40
Для оборудования, срок службы которого превысил нормативный, %:	
на 10–30	1,10

31–60	1,20
61–100	1,30
> 100	1,45

Нормальными условиями труда на рабочих местах в закрытых помещениях приняты:

- температура воздуха 18–20 °С;
- влажность воздуха 40–60 %;
- кратность обмена воздуха 1:1.

При планировании ремонтов рассчитывают общее количество ремонтного персонала, необходимое для выполнения предстоящего объема работ. Оно определяется количеством подлежащего ремонту ЭО, трудоемкостью ремонта каждой единицы ЭО, продолжительностью ремонта и принятым режимом ремонтных работ на предприятии (число смен, их длительность и др.).

Среднее число ремонтного персонала $ч_{р.см}$, необходимое для выполнения предстоящего ремонта суммарной трудоемкостью A_p при планируемой продолжительности простоя $T_{пр}$, определяют по выражению:

$$ч_{р.см} = \frac{24A_p}{T_{пр}n_{см}t_{см}}, \quad (3)$$

где $t_{см}$ и $n_{см}$ – соответственно длительность одной ремонтной смены и их число в сутках.

Значение $\frac{24A_p}{n_{см}t_{см}}$ является показателем использования календарного времени суток непосредственно для ремонта данного вида ЭО.

По истечению установленного НТД срока службы все технологические системы и ЭО должны подвергаться техническому освидетельствованию комиссией, возглавляемой техническим руководителем Потребителя, с целью оценки состояния, установления сроков дальнейшей работы и условий эксплуатации. Результаты работы комиссии должны отражаться в акте и технических паспортах технологических систем и ЭО с указанием срока последующего освидетельствования. Техническое освидетельствование могут проводить специализированные организации на договорной основе.

Для продления срока безопасной эксплуатации ЭО с истекшим сроком службы его подвергают экспертизе промышленной безопасности, которую осуществляют специальные экспертные организации, аккредитованные в установленном порядке.

Вопросы для самостоятельной работы по разделу 1

1. Какие нормативно-технические документы определяют нормативы по эксплуатации ЭУ промышленных предприятий?

2. Как следует понимать обязательность выполнения терминов, изложенных в ПУЭ: «должен», «следует», «необходимо», «как правило», «допускается», «рекомендуется», «может»? Изучить самостоятельно по ПУЭ (пп. 1.1.17–1.1.18) и дать пояснение преподавателю на практических занятиях.

3. Какими показателями характеризуются ЭП сухие, влажные, сырые, особо сырые, жаркие, пыльные и с химической или органической средой (пп. 1.1.6–1.1.12 ПУЭ)?

4. Как разделяются ЭП (п. 1.1.13 ПУЭ) в отношении опасности поражения людей электротоком?

5. Как обозначаются изолированные и неизолированные проводники в соответствии с ГОСТ Р 50462 (пп. 1.1.29–1.1.30 ПУЭ)?

6. Какой порядок установлен ПУЭ в расположении шин в РУ 6–220 кВ (п. 1.1.31 ПУЭ)?

7. Изучите по ПУЭ системы: TN-C, TN-S, TN-C-S, IT, PE, PEN и термины и определения (пп. 1.7.3–1.7.48). Приведите их в тетради по практическим занятиям и предъявите преподавателю.

8. Каким цветом обозначают фазы в трехфазной сети переменного тока, при переменном однофазном токе и при постоянном токе?

9. Изучите пп. 1.8.1–1.8.12 ПУЭ и дайте их конспективное изложение в тетради. Предъявите этот материал преподавателю на практических занятиях.

10. Приведите одну из схем управления электрохозяйством промышленного предприятия и дайте ее описание.

11. Перечислите требования, предъявляемые к электротехническому персоналу, имеющему группы по электробезопасности I, II, III, IV, V.

12. Ознакомьтесь с содержанием ГОСТ 14254-96 и дайте описания значений первой и второй цифр кода IP, означающего защиту вращающихся частей изделий от механических проникновений и от воздействия воды.

13. Какие требования предъявляются в ПЭУ к применяемому электрооборудованию (п. 1.1.19 ПУЭ)?

2. ТЕХНИЧЕСКОЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

2.1. Основные понятия и определения

В соответствии с ПТЭЭП техническое обслуживание и ремонт ЭУ могут производиться по результатам технического диагностирования.

Техническая диагностика – это наука о методах и средствах определения технического состояния изделий (ЭТИ или ЭО), которые называют объектом технического диагностирования (ОТД). Им может быть ЭО или его составные части. Техническое диагностирование (ТД) представляет собой процесс определения технического состояния ОТД с определенной точностью. Результатом этого процесса служит заключение о техническом состоянии ОТД.

Различают следующие состояния объектов (ГОСТ 27.002-83):

– исправное (исправность) – объект соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации (НТД и КД);

– неисправное (неисправность) – объект не соответствует хотя бы одному из требований НТД и (или) КД;

– работоспособное (работоспособность) – значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные (в том числе технологические) функции, соответствуют требованиям НТД и (или) КД;

– неработоспособное (неработоспособность) – значение хотя бы одного параметра, характеризующее способность выполнять заданные (в том числе технологические) функции, не соответствующее требованиям НТД и (или) КД.

Отказ объекта – это событие, заключающееся в нарушении его работоспособного состояния. Повреждение объекта – это событие, заключающееся в нарушении его исправного состояния.

Для характеристики состояния ОТД используют диагностические и контролируемые параметры (признаки) – это характеристики объекта, используемые для определения его технического состояния. Диагностические параметры разделяют на определяющие и вспомогательные. К определяющим относят параметры, по которым получают наиболее полные сведения о работоспособности объекта, оценивают его состояние в целом (например, по температуре нагрева электродвигателя можно судить об его общем состоянии). По вспомогательным параметрам оценивают отдельные свойства объекта или место неисправности (отказа) (например, по сопротивлению изоляции можно судить о состоянии электрической части ЭО, в то время как оно может иметь механическую часть, для которой этот параметр не характерен). Процесс диагностирования характеризуется способом (алгоритмом), под которым понимают последовательность действий при определении состояния объекта.

Задачами ТД ЭО в соответствии с рекомендациями ПТЭЭП являются:

- определение вида технического состояния;
- поиск места отказа или неисправностей;
- прогнозирование технического состояния.

Для решения одной из этих задач выбирают систему диагностирования (СД), под которой понимают совокупность объекта, способов и средств диагностирования. Техническое диагностирование (ТД) разделяют на тестовое и функциональное. При тестовом ТД проводят проверку исправности и работоспособности и поиск неисправностей (отказов) с помощью специальных воздействий. При функциональном ТД правильность функционирования проверяют только рабочими (эксплуатационными) воздействиями.

СД по назначению и виду решаемой диагностической задачи разделяют на профилактические, дифференциальные, функциональные и прогнозирующие.

Профилактические СД используют для выявления деталей и элементов, выработавших свой ресурс в процессе эксплуатации, т.е. таких элементов или узлов объекта, параметры которых близки к предельно допустимым значениям. Основой этой СД могут служить плановые профилактические испытания.

Дифференциальные СД применяют при поиске отдельных неисправностей при плановом техническом обслуживании и ремонте ОД. С этой целью применяют приборы общего (например, мегаомметры, омметры и т.п.) и специального (например, приборы высокочастотного измерения и т.п.) назначения. В некоторых случаях используют таблицы характерных неисправностей, которые приводят в руководствах по эксплуатации ОД.

Функциональные СД используют при оценке качества функционирования и работоспособности (в некоторых случаях и исправности) ОД. Эти системы часто применяют при контрольных испытаниях ЭО после капитального ремонта или реконструкции.

Прогнозирующие СД предназначены для предсказания состояния ОД в будущем и определения вероятного момента появления отказа. Для этой цели могут быть использованы математические модели функционирования объекта, известные зависимости выработки ресурса во времени или статистические закономерности, полученные при подопытной эксплуатации аналогичного ОД в сходных условиях применения. Необходимо подчеркнуть, что прогнозирующие СД пока не получили широкого применения из-за сложности описания процесса выработки ресурса отдельных видов ОД, в том числе ЭО.

2.2. Показатели и критерии эффективности диагностирования

Показатели эффективности диагностирования определяют при проектировании, испытании и эксплуатации СД и включают их в техническое задание на разработку объекта (изделия, систе-

мы). Показатели диагностирования нормируют и используют при сравнении различных СД.

ГОСТ 23564-79 устанавливает несколько показателей диагностирования, а именно: вероятность ошибки диагностирования; апостериорную (полученная на основе опыта) вероятность ошибки диагностирования; вероятность правильного диагностирования; среднюю стоимость диагностирования и среднюю оперативную трудоемкость диагностирования.

В ГОСТ 23564-79 приведены формулы и рекомендации по определению указанных выше показателей.

Во введенных в действие в 2003 г. ПТЭЭП приведена примерная методика проведения ТД ЭУ, в которой Потребителям рекомендовано иметь нормативный документ в виде, например, стандарта предприятия (СТП) или регламента, в который рекомендуется включать:

- задачи технического диагностирования;
- условия его выполнения;
- показатели и характеристики ТД, включающие показатели точности и достоверности диагностирования и технико-экономические показатели;
- характеристики номенклатуры диагностических параметров;
- метод технического диагностирования;
- средства диагностирования;
- правила ТД;
- обработку результатов.

В задачи ТД входит определение вида технического состояния ОД, поиск места отказа и прогнозирование технического состояния.

В условия диагностирования включают показатели и характеристики этого процесса, обеспечение приспособленности ЭУ к ТД и разработку диагностического обеспечения.

Показатели точности – это вероятность ошибки диагностирования P_{ij} , апостериорная вероятность ошибки P_{aij} и вероятность правильного диагностирования D , рассмотренные выше.

В технико-экономические показатели включают объединенные материальные и трудовые затраты, продолжительность диагностирования и периодичность его проведения. Установлены

следующие характеристики диагностирования: глубина поиска места отказа или неисправности и номенклатура параметров изделия, позволяющих прогнозировать его техническое состояние.

Характеристика номенклатуры диагностических параметров должна удовлетворять требованиям полноты, информативности и доступности измерения при наименьших из возможных затратах времени и средств реализации.

При выборе метода диагностирования ПТЭЭП рекомендуют представлять диагностируемую ЭУ в виде табличной диагностической карты (в векторной, графической или иной форме), а также разрабатывать алгоритмы диагностирования и их программное обеспечение с учетом конструктивной сложности конкретных условий эксплуатации ЭУ.

Средства ТД должны обеспечивать определение (измерение) или контроль диагностических параметров в режимах работы ЭУ, установленных в эксплуатационной документации или принятых на предприятии в конкретных условиях эксплуатации.

Правила ТД предполагают порядок его проведения и последовательность операций при измерениях, эксплуатационных оценках состояния и др.

При обработке результатов диагностирования указывают порядок регистрации произведенных измерений и испытаний, приводят протоколы и акты, составленные при выполнении работ, а также дают рекомендации по виду, объему и периодичности проведения ремонтно-восстановительных работ.

Приведенный выше перечень является ориентировочным и в существенной мере зависит от конкретных производственных и технических условий. Вместе с тем, он позволяет составить общую схему нормативно-технического документа, определяющего систему диагностирования ЭУ промышленного предприятия.

2.3. Характеристики технического состояния изоляции электрического оборудования

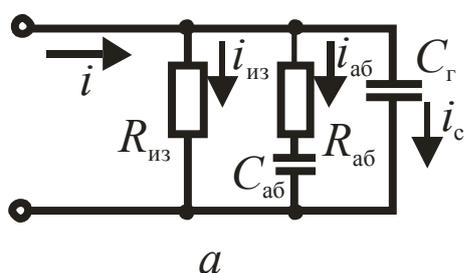
Техническое состояние ЭО в существенной мере определяет состояние его электрической изоляции. Ее повреждения (пробои, снижение сопротивления и др.) являются причинами большей части возникающих при эксплуатации ЭО отказов. Применяют

следующие виды измерений для определения технического состояния изоляции ЭО:

- электрическое сопротивление изоляции;
- увлажненность изоляции;
- испытание изоляции повышенным напряжением.

ЭО, характеристики изоляции которого по перечисленным видам измерений не выходят за пределы указанных в ПТЭЭП или заводских инструкциях норм, считается находящимся в удовлетворительном состоянии.

Сопротивление изоляции ЭО измеряют омметрами и мегаомметрами путем приложения к ней выпрямленного напряжения. Все изоляторы – это диэлектрики, т.е. вещества, слабо проводящие электрический ток. Диэлектрик в нейтральном состоянии – это система обладающих электрическим зарядом уравновешенных элементарных частиц. После приложения к нему постоянного напряжения возникает электрическое поле и происходит поляризация зарядов, т.е. смещение заряженных частиц – атомов и ионов. При постоянной напряженности электрического поля образуются ориентированные в его сторону диполи. Происходит поляризация изоляции. Под воздействием электрического поля элементарные частицы сдвигаются и по диэлектрику протекает электрический ток. Величина его мала, но он есть во всех, даже очень хороших диэлектриках. Схема замещения диэлектрика (изоляции) показана на рис. 3, а.



Резистор $R_{из}$ характеризует сопротивление сквозному току; конденсатор $C_{аб}$ – емкость, обусловленную дипольной поляризацией; конденсатор $C_г$ – емкость электронной поляризации (геометрическую емкость); резистор $R_{аб}$ – экви-

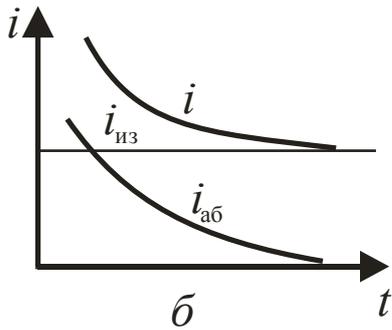


Рис. 3. Схема замещения изоляции (а) и диаграмма токов (б)

и ток устанавливается около значения, соответствующего току объемной проводимости.

Для большинства диэлектриков, применяемых в промышленности, установившийся ток соответствует времени релаксации, т.е. успокоения процессов поляризации, и составляет примерно 60 с. По этой причине фиксируют два значения сопротивления изоляции – через 15 и 60 с после начала измерения (их обозначают R_{15} и R_{60}), а сам процесс не должен быть менее 60 с. При меньшей длительности измерения сопротивление изоляции не соответствует ее истинному значению.

Сопротивление изоляции зависит от температуры, с увеличением которой оно снижается, а поэтому измерения производят при одной и той же температуре или приводят к температуре заводских измерений через коэффициент пересчета K по соотношению $R_{t_2} = K R_{t_1}$. Значения K даются в заводских инструкциях по эксплуатации ЭО. К одной температуре сопротивление изоляции приводят по формуле

$$R_2 = R_1(235 + t_2) / (235 + t_1), \quad (4)$$

где R_1 – сопротивление, измеренное при температуре t_1 ; R_2 – сопротивление, приведенное к температуре t_2 .

При измерениях сопротивления изоляции мегаомметром необходимо иметь в виду, что результаты в существенной мере зависят от его нагрузочной характеристики. Она представляет зависимость напряжения U , %, на зажимах прибора от измеряемого сопротивления R , %. Для того чтобы определить точность произведенного измерения, необходимо взять такую характеристику из

валентные потери при дипольной поляризации. На рис. 3, б показаны зависимости токов, протекающих по диэлектрику (изоляции), от времени приложения напряжения постоянного тока. При измерении сопротивления изоляции мегаомметром емкость начинает заряжаться и прибор показывает наличие тока. С течением времени ток спадает, т.е. происходит релаксация – успокоение процессов поляризации,

паспорта мегаомметра (рис. 4). Пусть имеем мегаомметр напряжением 1000 В с пределом измерения 1000 МОм. Измерения показали, что сопротивление изоляции равно 10 МОм, что составляет 1 % от предела измерения прибора. По нагрузочной характеристике прибора (см. рис. 4) находим, что напряжение на зажимах составило около 70 %, т.е. 700 В, что ниже нормированного значения измеряемого напряжения. Таким образом, выбранный для измерения мегаомметр из-за влияния на его выходное напряжение сопротивления изоляции не может выявить ее грубые дефекты. Практическим выводом из данного примера является то, что выбирать мегаомметр следует как по пределу измерения, так и по напряжению. Номинальное напряжение мегаомметра должно быть как можно ближе к напряжению, допустимому для данного вида изоляции, чтобы при измерении выявить ее грубые дефекты.

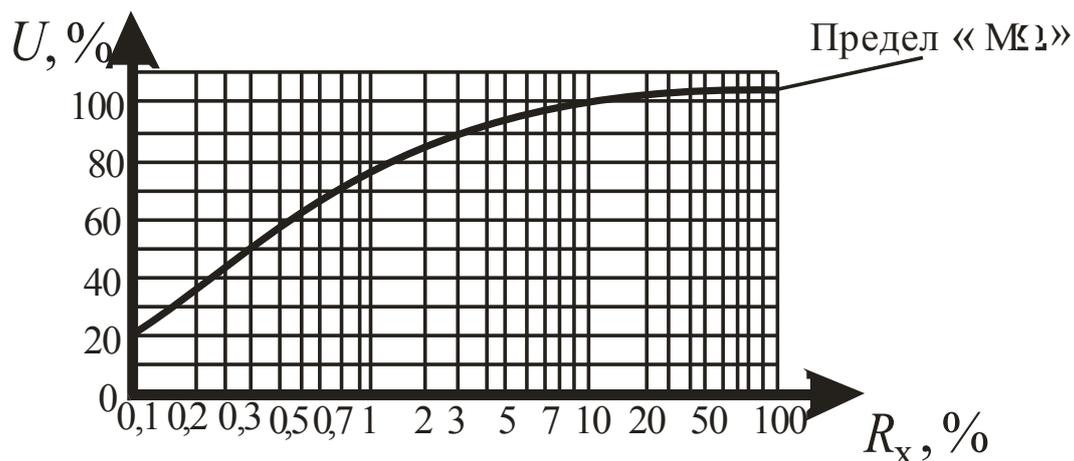


Рис. 4. Нагрузочная характеристика мегаомметра

В табл. 5 приведены минимальные допустимые по ПТЭЭП значения сопротивления изоляции элементов электрических сетей напряжением до 1000 В. Видно, что ПТЭЭП регламентируют номинальное напряжение ЭО, напряжение мегаомметров, рекомендуемых для измерения сопротивления изоляции ЭО при разном номинальном напряжении сети, и нижние значения сопротивления изоляции. Состояние изоляции следует считать неудовлетворительным, если в условиях эксплуатации ЭО оно снизи-

лось на 50 % и более по отношению к измеренной в заводских условиях или стала меньше значений, приведенных в табл. 5.

На практике применяют несколько типов мегаомметров: М 1101 (напряжение 100, 500 и 1000 В), МС-0,5 и Ф-4100 (2500 В), М 4100/1-М 4100/5 (100, 250, 500, 1000 и 2500 В).

Для измерения небольших сопротивлений изоляции (до сотен тысяч Ом) используют омметры (мультиметры).

Если сопротивление изоляции ниже нормы, то двукратным его измерением омметром (мегаомметром) при разных полярностях подключения щупов можно установить причину снижения. При одинаковых результатах измерений наиболее вероятной причиной является ее загрязненность токопроводящей пылью. Если же результаты измерений неодинаковы, то причиной является увлажненность изоляции.

Таблица 5

Минимальные допустимые значения сопротивления изоляции ЭО напряжением до 1000 В

Наименование ЭО	Напряжение мегаомметра, В	Сопротивление изоляции, МОм
ЭО и аппараты на номинальное напряжение, В: до 50 свыше 50 до 100 свыше 100 до 380 свыше 380	100 250 500–1000 1000–2500	Должно соответствовать указаниям изготовителей, но не менее 0,5
Распределительные устройства, щиты и токопроводы	1000–2500	Не менее 1,0
Электропроводки, в том числе осветительные сети	1000	Не менее 0,5
Вторичные цепи распределительных устройств, цепи питания приводов выключателей, цепи управления, защиты и т.п.	1000–2500	Не менее 1,0
Краны и лифты	1000	Не менее 0,5

При измерении сопротивления изоляции следует обращать внимание не только на характер изменения показаний прибора, подобный характеру изменения тока при заряде конденсатора, но и на продолжительность стабилизации его показаний, по которому оценивают степень увлажненности изоляции. Считают, что увлажненность изоляции обратно пропорциональна продолжительности стабилизации показаний мегаомметра.

Увлажненность изоляции определяют несколькими методами. В качестве мер этого параметра используют коэффициент абсорбции K_A и тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$).

Коэффициентом абсорбции называют отношение $K_A = R_{60} / R_{15}$. Частота вращения рукоятки мегаомметра при измерениях этих величин должна быть около 120 1/мин.

Влага, всегда содержащаяся в изоляционных материалах, при снижении температуры окружающей среды уменьшает сопротивление изоляции. По этой причине его не рекомендуют измерять при температуре ниже 10 °С. Считают, что изоляция не увлажнена, если $K_A \geq 1,3$.

Тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ служит мерой качества изоляции при любой частоте тока, в том числе и при промышленной частоте. Высокое значение $\text{tg}\delta$ изоляции, находящейся в эксплуатации, свидетельствует о насыщении ее влагой.

Значения $\text{tg}\delta$ нормированы для изоляции обмоток трансформаторов и вводов и проходных изоляторов при температуре 20 °С, для трансформаторного масла и др. Для измерения $\text{tg}\delta$ применяют мосты МД-16 и Р5026.

В табл. 6 в качестве примера приведены нормируемые ПТЭЭП значения $\text{tg}\delta$ для трансформаторов в масле.

Таблица 6

Наибольшие допустимые значения $\text{tg}\delta$ изоляции обмоток трансформаторов в масле

Трансформаторы	Температура, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
35 кВ мощностью > 10 МВ·А	1,8	2,5	3,5	5,0	7,0	10,0	14,0

и 110 кВ всех мощностей							
-------------------------	--	--	--	--	--	--	--

Для приведения значений $\operatorname{tg}\delta$, измеренных при проведении испытаний или при наладочных работах, к температуре измерений на заводе-изготовителе, полученное значение необходимо умножить на коэффициент $K_{\Delta t}$, зависящий от разности температур Δt :

$\Delta t, ^\circ\text{C}$	1	5	10	15
$K_{\Delta t}$	1,03	1,15	1,31	1,51

Измеренные значения $\operatorname{tg}\delta$ при температуре изоляции 20°C и выше, не превышающие 1 %, считаются удовлетворительными, и их пересчет к исходной температуре не требуется.

Измерения $\operatorname{tg}\delta$ проводят: у трансформаторов тока – при межремонтных испытаниях; у силовых трансформаторов, масляных реакторов и вводов и проходных изоляторов – при межремонтных испытаниях и при капитальных ремонтах; у конденсаторов – при капитальных ремонтах.

Испытания изоляции повышенным напряжением промышленной частоты проводят после осмотров ЭО и инструментальной оценки ее сопротивления изоляции, которое должно быть в пределах, указанных в табл. 5. Для этих испытаний используют установки, схема одной из которых приведена на рис. 5.

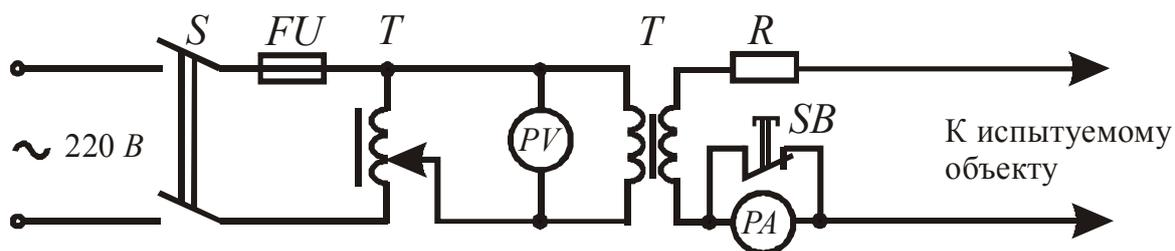


Рис. 5. Схема установки для испытания изоляции электрооборудования повышенным напряжением промышленной частоты

Испытательные напряжения для классов напряжения некоторых типов ЭО приведены в табл. 7.

Испытательные напряжения промышленной частоты

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Испытательное напряжение $U_{исп}$, кВ			
	Силовые трансформаторы, шунтирующие и дугогасящие катушки		Аппараты, трансформаторы тока и напряжения, изоляторы, вводы, конденсаторы, КРУ	
	Нормальная изоляция	Облегченная изоляция	Фарфоровая изоляция	Другие виды изоляции
До 0,69	4,3	2,6	1,0	1,0
6,0	21,3	13,6	32,0	28,8
10,0	29,8	20,4	42,0	37,8
35,0	72,3	–	95,0	85,5

При измерениях скорость повышения напряжения до $0,3U_{исп}$ может быть произвольной, а в дальнейшем напряжение следует повышать плавно, со скоростью, допускающей визуальный отсчет на измерительных приборах, но не менее 10 с от половинного до полного значений. Время приложения испытательного напряжения составляет 1 мин. Через одну минуту после приложения полного испытательного напряжения оно снижается до значения $0,3U_{исп}$ и отключается. Резкое снятие напряжения допускается в случае, когда это необходимо для обеспечения безопасности людей и сохранности оборудования.

Результаты испытаний повышенным напряжением считают удовлетворительными, если при приложении полного испытательного напряжения не наблюдалось скользящих разрядов, толчков или плавного нарастания тока утечки, пробоев или перекрытия изоляции, и если сопротивление изоляции, измеренное мегаомметром, после испытания осталось прежним. Если характеристики изоляции резко ухудшились или близки к браковочной норме, то должна быть выяснена причина и приняты меры к ее устранению. Если дефект изоляции не выявлен и не устранен, то сроки последующих измерений и испытаний устанавливает ответственный за электрохозяйство с учетом состояния и режима работы ЭО.

2.4. Схемы измерения сопротивления изоляции

В процессе эксплуатации ЭО измерения сопротивления изоляции проводят по специальным схемам, исключающим появление неправильных результатов.

Измеряя сопротивление изоляции, необходимо всегда помнить, что во всех случаях прибор показывает значение некоторого эквивалентного сопротивления. Существует общее правило для всех возможных схем, согласно которому при измерении сопротивления изоляции одной фазы две другие фазы должны быть заземлены (соединены с корпусом). Иными словами, поочередно измеряют сопротивление изоляции каждой обмотки (провода сети), соединив другие обмотки (провода) с корпусом (землей). Это позволяет определить не эквивалентное сопротивление изоляции всей системы относительно земли, а данной обмотки (провода) относительно земли (корпуса) и других обмоток (проводов) [5].

Пусть необходимо измерить сопротивление изоляции относительно земли проводника А, рядом с которым проложен проводник В (рис. 6). Сопротивление изоляции проводников между

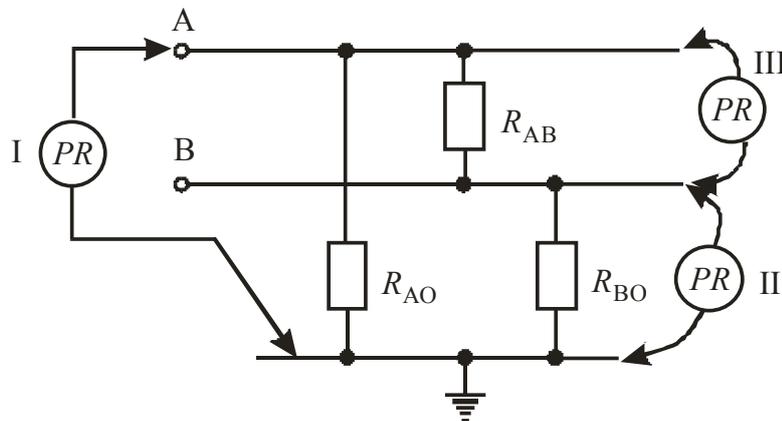


Рис. 6. Измерение сопротивления изоляции мегаомметром

собой и между ними и землей показано на рис. 6 в виде резисторов R_{AB} , R_{AO} и R_{BO} . При измерении сопротивления изоляции проводника А прибор подключают, как показано на поз. I. При этом он измеряет результирующее сопротивление парал-

$$R_{\Sigma} = R_{AO}(R_{BO} + R_{AB}) / (R_{AB} + R_{BO} + R_{AO}). \quad (5)$$

Из формулы (5) видно, что $R_{\Sigma} = 0$ при $R_{AO} = 0$. При равенстве нулю сопротивления R_{BO} или R_{AB} эквивалентное сопротивление отлично от нуля, и даже при R_{Σ} больше нормы нельзя сделать вывод о сопротивлении изоляции проводника А.

Чтобы исключить ошибочное суждение, необходимо измерить эквивалентное сопротивление изоляции проводника В относительно земли (корпуса) и между проводниками А и В (поз. II и III). При равенстве результатов измерений

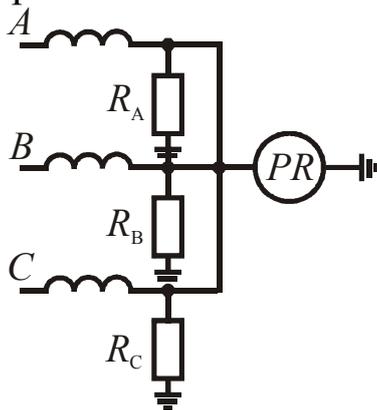
$$R_{\Sigma} = 2 R_{AO} / 3 = 2 R_{BO} / 3 = 2 R_{AB} / 3 \quad (6)$$

или $R_{AO} = R_{BO} = R_{AB} = 3 R_{\Sigma} / 2. \quad (7)$

Для определения того, какая из фаз имеет замыкание на корпус, измерение необходимо производить по схеме, приведенной на рис. 7.

При этой схеме $R_{\Sigma} = 0$, если одно из сопротивлений R_A , R_B и R_C равно нулю.

При такой схеме соединения сопротивления R_{AB} , R_{BC} и R_{AC}



зашунтированы и не оказывают влияния на результат измерения. Тогда R_{Σ} можно записать в следующем виде:

$$R_{\Sigma} = \frac{R_C R_B R_A}{R_C R_B + R_A (R_C + R_B)}. \quad (8)$$

При равенстве нулю любого из сопротивлений R_A , R_B или R_C будет равно нулю и R_{Σ} , т.е. прибор покажет замыкание на корпус.

Рис. 7. Схема измерений при определении фазы, замкнутой на корпус

2.5. Диагностирование контактов

Электрическая цепь любого электрооборудования содержит различные элементы, которые между собой соединены при помощи электрических контактов. Например, в низковольтной сети на один трехфазный электроприемник в среднем приходится около 60 электрических контактов. От состояния любого из них зависит работоспособность всей электроустановки. Поэтому регулярный

контроль электрических контактов – важная составная часть работ по обеспечению высокой надежности электрооборудования.

Электрическим контактом называют место перехода тока из одной токоведущей части в другую. По своему назначению контакты разделяют на соединительные и коммутирующие. Первые из них служат только для соединения различных элементов электрической цепи, а вторые предназначены для включения, отключения и переключения электрической цепи.

Известно большое число конструктивных исполнений контактов.

Соединительные контакты разделяют на разборные (болтовые, винтовые, клиновые) и неразборные (сварные, паяные, клепаные и т.п.).

Коммутирующие контакты классифицируют по признаку подвижности (подвижные, неподвижные), по степени подвижности (самоустанавливающиеся, несамоустанавливающиеся), по геометрической форме (точечные, линейные, поверхностные), по виду охлаждения (естественное, искусственное), по назначению (главные, дугогасительные, дополнительные) и по другим признакам.

Параметры контактов. Состояние контактов оценивают по определяющим и вспомогательным параметрам. К первым из них относят переходное сопротивление, падение напряжения и температуру нагрева контактов, а ко вторым – площадь соприкосновения, раствор, провал и усилие сжатия контактов.

Переходным сопротивлением контакта называют дополнительное сопротивление в месте перехода тока из одной контактной поверхности в другую, обусловленное, во-первых, сужением площади сечения контакта в неровностях поверхности, во-вторых, сопротивлением газовых и масляных пленок, а также пыли, адсорбированных поверхностью контакта. Значение переходного сопротивления зависит от многих факторов, главные из которых – микрорельеф, усилие сжатия и материал контактной поверхности.

Допустимое падение напряжения на переходном сопротивлении контакта зависит главным образом от материала контакта, и его выбирают из условия отсутствия размягчения металла контактов, работающих в номинальном режиме. Для низковольтной

аппаратуры установлены следующие допустимые падения напряжения на контакте: серебро – 0,01...0,02 В, медь – 0,01...0,03 В, алюминий – 0,01...0,04 В, железо – 0,02...0,05 В.

Сопротивление контактов не остается постоянным в процессе эксплуатации. Оно является источником дополнительных потерь, и поэтому температура контактной поверхности всегда выше температуры прилегающих проводников. Под действием кислорода это приводит к образованию на поверхности металла пленки, толщина которой с течением времени увеличивается, что ведет к росту переходного сопротивления и дополнительному нагреву. В некоторый момент времени под действием температуры и электрического поля пленка разрушается и переходное сопротивление падает до первоначального значения. Затем процесс повторяется вновь. Но в некоторых случаях такое самоочищение не происходит, контакт может разогреться и выйти из строя.

Для надежной работы контактов необходимо строго соблюдать установленные нормы для температуры нагрева: коммутрующие контакты из меди без покрытия – 85 °С, с серебряным покрытием – 240 °С; соединительные контакты внутри аппаратов из меди – 95 °С, с покрытием благородными металлами – 105 °С, с серебряным покрытием – 135 °С (при расчетной температуре окружающей среды 45 °С).

Измерение параметров контактов. Переходное сопротивление контактов измеряют при постоянном или переменном токе с помощью микроомметров, двойных мостов или схем с милливольтметром. У нового контакта переходное сопротивление не должно превышать сопротивления целого эквивалентного участка проводника в 1,2 раза. В процессе эксплуатации допускается увеличение сопротивления, но не более чем в 1,8 раза по сравнению с начальным значением.

Падение напряжения на переходном сопротивлении измеряют милливольтметром или гальванометром, пропуская через контакт номинальный постоянный ток. Для этого используют различные нагрузочные установки.

В исправном контакте отношение падения напряжения на нем к падению напряжения на целом эквивалентном участке не должно

превышать 1,1...1,2. Если в процессе эксплуатации это отношение превысит 1,7, то необходимы ремонт или замена контакта.

2.6. Диагностирование при техническом обслуживании и текущем ремонте

Создание новых способов и средств диагностирования позволит в будущем перейти к прогрессивной послеосмотровой технической эксплуатации ЭО. На современном этапе есть предпосылки для внедрения отдельных систем диагностирования, которые позволяют уточнять объемы ремонтных работ и сроки их проведения.

Для развития этого направления разработаны рекомендации по организации ремонта и технического обслуживания отдельных видов ЭО на основе диагностирования.

При техническом обслуживании диагностирование проводят с целью оценки технического состояния (работоспособности) и подтверждения, что ЭО не требует ремонта до очередного технического обслуживания. Объем диагностирования в этом случае ограничен измерением минимального числа параметров, несущих информацию об общем техническом состоянии ЭО. В качестве примера в табл. 8 перечислены диагностические параметры, определяемые при техническом обслуживании электродвигателей.

При текущем ремонте диагностирование проводят с целью определения остаточного ресурса основных узлов и деталей, установления необходимости их замены или ремонта, а также для правильного принятия решения о сроках капитального ремонта ЭО.

Таблица 8

Диагностические параметры, измеряемые при техническом обслуживании (ТО) и текущем ремонте (ТР) электродвигателей

Параметр	Двигатели единых серий	
	ТО	ТР
Токи утечки: абсолютные значения при U_1 и U_2	–	+

приращение тока	–	+
несимметрия токов по фазам	–	+
Сопротивление изоляции обмотки	+	+
Коэффициент абсорбции	+	+
Амплитуда вибрации	+	–
Ток нагрузки	+	–
Температура корпуса и подшипниковых щитов	+	–
Электрическая прочность витковой изоляции U_3	–	+
Радиальный зазор подшипников	–	+

Примечание: Для двигателей единых серий принимают $U_1 = 1200$, $U_2 = 1800$, $U_3 = 1000$.

Техническое состояние изоляции обмоток электродвигателя относительно корпуса и между фазами считают удовлетворительным, если токи утечки не превышают нормативов. Если измеряемые токи утечки достаточно большие, но примерно одинаковы между собой, то изоляция обмоток увлажнена или сильно загрязнена. Если токи утечки в фазах отличаются в 1,5...2 раза и более, то это говорит о наличии местных дефектов в изоляции фазы с большим током утечки. Для определения местонахождения дефекта вначале измеряют ток утечки обмоток фазы с дефектной изоляцией относительно корпуса при незаземленных обмотках других фаз, а затем при заземленных. Большие токи утечки в первом случае свидетельствуют о наличии местных дефектов в изоляции обмотки фазы относительно корпуса, во втором – в межфазной изоляции.

Техническое состояние ротора можно определить несколькими способами. Наиболее частое повреждение – обрыв стержней роторной обмотки. Признаком обрывов стержней короткозамкнутых обмоток ротора служит повышенная вибрация и шум при работе, увеличивающиеся с ростом нагрузки. При этом наблюдают периодические изменения амплитуды вибрации и шума с частотой, зависящей от скольжения электродвигателя. При обрыве стержней короткозамкнутых обмоток роторов стрелки амперметров, включенных в цепь питания электродвигателя, совершают периодические колебания. На практике при определении технического состояния короткозамкнутой обмотки ротора измеряют

ток обмотки статора при поворачивании ротора вручную. Для этого одну или две фазы обмотки статора включают на напряжение $(0,1...0,15)U_n$. При медленном проворачивании ротора измеряют ток в цепи питания. Изменение тока в обмотке статора свидетельствует об обрыве стержней роторной обмотки. Оно зависит от числа и взаимного расположения поврежденных стержней. Электродвигатель можно использовать без ремонта или замены ротора, если изменение тока относительно среднего значения не превышает 10 %. Местонахождение поврежденных стержней роторной обмотки определяют после разборки двигателя.

Для оценки технического состояния низковольтной аппаратуры в соответствии с системой ППР и ТО рекомендуют определять следующие диагностические параметры: состояние изоляции катушек и токоведущих частей; время срабатывания электромагнитных расцепителей автоматических выключателей; время срабатывания тепловых расцепителей автоматических выключателей; время срабатывания токовых тепловых реле.

Работы по техническому диагностированию выполняют инженеры, техники и опытные электромонтеры. Один из исполнителей работ должен иметь квалификационную группу по технике безопасности не ниже IV, а остальные исполнители – не ниже III.

Вопросы для самостоятельной работы студентов по разделу 2

1. *Что такое техническая диагностика и техническое диагностирование?*

2. *По учебному пособию [4] дайте подробное пояснение терминам: вероятность ошибки диагностирования; апостериорная (полученная на основе опыта) вероятность ошибки диагностирования; вероятность правильного диагностирования; средняя стоимость диагностирования и средняя оперативная трудоемкость диагностирования. Запишите в тетрадь и предъявите преподавателю на практических занятиях.*

3. *Дайте определение профилактических испытаний ЭО.*

4. *В чем заключается диагностирование изоляции и электрических контактов?*

5. *Дайте описание методики проведения измерений сопротивления изоляции.*

6. Какие параметры мегаомметра следует учитывать при проведении измерений и как пользоваться его характеристикой $U = f(R)$?

7. Какими параметрами характеризуется увлажненность изоляции?

8. Что характеризует отношение R_{60} / R_{15} ?

9. Какой должна быть длительность измерения сопротивления изоляции и в какие моменты времени фиксируются ее значения?

10. С какой частотой необходимо вращать ручку мегаомметра при измерении сопротивления изоляции?

11. Задание 1. При измерении сопротивления изоляции фазы А электродвигателя было получено нулевое значение (фазы В и С соединены с корпусом). Кроме того, было получено нулевое значение при измерении сопротивления изоляции по схеме, приведенной на рис. 7. Изложите вывод о состоянии межфазной изоляции и изоляции между фазой и корпусом электродвигателя.

12. Задание 2. При измерении сопротивления изоляции электродвигателя были получены следующие результаты:

Измеряемая фаза	Заземленные фазы	Результат измерения
А	В и С	0
В	А и С	0

Сделать вывод о состоянии межфазной изоляции и изоляции между фазой и корпусом электродвигателя.

13. Задание 3. Измерения сопротивления изоляции проводились при разных температурах электрической машины. Привести полученные результаты к температуре 75 °С.

Полученные значения сопротивления изоляции:

Температура электрической машины, °С	20	40	50	60
Результат измерения $R_{из}$, МОм	100	75	50	30

3. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ

3.1. Эксплуатация воздушных линий электропередачи

3.1.1. Некоторые термины к воздушным линиям до 1 кВ и выше 1 кВ

Воздушная линия (ВЛ) электропередачи напряжением до 1 кВ – устройство для передачи и распределения ЭЭ по изолированным или неизолированным проводам, прикрепленным линейной арматурой к опорам, изоляторам или кронштейнам, к стенам зданий и к инженерным сооружениям. ВЛ напряжением до 1 кВ с применением самонесущих изолированных проводов (СИП) обозначается ВЛИ.

Самонесущий изолированный провод (СИП) – скрученные в жгут изолированные жилы. Несущая жила может быть как изолированной, так и не изолированной. Механическая нагрузка может восприниматься или несущей жилой, или всеми проводниками жгута. СИП крепится к опорам без изоляторов.

Магистраль ВЛ – участок линии от питающей трансформаторной подстанции до концевой опоры. К магистрали ВЛ могут быть присоединены линейные ответвления или ответвления к вводу.

Линейное ответвление от ВЛ – участок линии, присоединенной к магистрали ВЛ, имеющий более двух пролетов.

Ответвление от ВЛ к вводу – участок от опоры магистрали или линейного ответвления до зажима (изолятора ввода).

Ответвления от ВЛИ допускается выполнять в пролете.

При расчетах механической части ВЛ до 1 кВ принимают:

- за нормальный режим – режим при необорванных проводах;
- монтажный режим – режим в условиях монтажа опор и проводов.

Механический расчет ВЛ до 1 кВ в аварийном режиме не производится.

Проводники ВЛ выше 1 кВ прикрепляются при помощи изолирующих конструкций и арматуры к опорам, несущим кон-

струкциям, кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.).

Воздушные линии напряжением выше 1 и до 20 кВ выполняются неизолированными проводами и проводами с защитной изолирующей оболочкой – защищенными проводами (ВЛЗ), а напряжением выше 20 кВ – неизолированными проводами.

Пролет ВЛ – участок ВЛ между двумя опорами или конструкциями, заменяющими опоры. *Длина пролета* – горизонтальная проекция этого участка ВЛ.

Стрела провеса провода (грозозащитного троса) – расстояние по вертикали от прямой, соединяющей точки крепления провода (троса), до провода (троса).

Подвесной изолятор – изолятор, предназначенный для подвижного крепления токоведущих элементов к опорам или заменяющим их несущим конструкциям.

Гирлянда изоляторов – устройство, состоящее из нескольких подвесных изоляторов и линейной арматуры, подвижно соединенных между собой.

Штыревой изолятор – изолятор, состоящий из изоляционной детали, закрепленной на штыре или крюке опоры.

3.1.2. Приемка в эксплуатацию воздушных линий

Все элементы ВЛ должны соответствовать государственным стандартам, строительным нормам и правилам Российской Федерации и ПУЭ, а вновь сооружаемые и реконструированные ВЛ должны быть выполнены в соответствии с проектом. Проект ВЛ после его выполнения согласовывают с энергоснабжающей организацией.

Потребитель, будущий владелец ВЛ, организует технический надзор за производством строительно-монтажных работ (СМР) и проверку их соответствия утвержденной технической документации.

Приемку вновь сооруженной ВЛ производит специально создаваемая комиссия, а она назначает рабочие подкомиссии, куда включают электромонтеров и электрослесарей. Они производят детальный осмотр ВЛ (с влезанием на каждую опору), проверяют состояние опор и трассы, заземляющих и грозозащитных

устройств, стрелы провеса, расстояния от проводов и тросов в пролетах и в пересечениях до земли и объектов, нумерацию опор, наличие надписей даты сооружения ВЛ на концевых опорах и состояние охранных зон. Эти зоны установлены для всех ВЛ, проходящих по населенной и ненаселенной местности. Охранная зона ограничивается параллельными линиями, расположенными на проекциях на землю крайних проводов. Границы охранной зоны зависят от напряжения ВЛ: при напряжении до 20 кВ включительно – 10 м, для 35 кВ – 15 м, для 110 кВ – 20 м.

При приемке ВЛ в эксплуатацию производитель СМР передает ее владельцу всю проектную и исполнительную документацию с исправлениями и дополнениями, инвентарную опись всех элементов и сооружений, акты скрытых и протоколы пусконаладочных работ (ПНР) и приемосдаточных испытаний (ПСИ) и другую документацию.

Перед сдачей ВЛ в эксплуатацию должны быть измерены сопротивления заземлителей опор. Для ВЛ напряжением 3–35 кВ наибольшие значения этих сопротивлений нормированы в зависимости от расчетного тока замыкания на землю. Для ВЛ ниже 1000 В сопротивления заземлителей опор не должны быть выше: 660 / 380 В – 15 Ом; 380 / 220 В – 30 Ом; 220 / 127 В – 60 Ом; опоры с устройствами грозозащиты – 30 Ом.

По результатам работы подкомиссий составляется акт, который передается строительно-монтажной организации для устранения выявленных недостатков и расхождений с проектом. После этого производят повторный осмотр линии и составляют дополнительный акт, на основании которого приемочная комиссия определяет готовность ВЛ к передаче в эксплуатацию.

Включение ВЛ под напряжение производит оперативный персонал Потребителя с разрешения председателя комиссии и по согласованию с энергоснабжающей организацией. Напряжение на линию подается толчком при минимальных уставках по току и времени на реле защит. Перед постановкой ВЛ под нагрузку ее фазируют.

При приемке в эксплуатацию ВЛИ проверяют соответствие выполненных СМР проекту и требованиям НТД, выборочно проверяют конструкции опор, элементов и узлов ВЛИ, а результаты оформляют протоколами. Выборочным проверкам подлежат:

- опоры – глубина установки в грунте, качество засыпки котлованов;
 - скрученный в жгут изолированный провод;
 - элементы крепления анкерных и поддерживающих зажимов к опорам, стенам зданий и сооружений;
 - защитные изолирующие прокладки, кожухи, колпачки, изолирующие бандажные ленты и хомуты;
 - анкерные, поддерживающие, соединительные и ответвительные зажимы;
 - зажимы и устройства заземлений и защиты от перенапряжений;
 - габариты, приближения и пересечения, в том числе на опорах;
 - сопротивления петли «фаза-ноль»;
 - сопротивления заземляющих устройств.
- Результаты проверки оформляют протоколом.

3.1.3. Эксплуатация воздушных линий электропередачи

Эксплуатация ВЛ включает в себя проведение осмотров, межремонтные испытания и измерения, т.е. профилактические испытания, текущие и капитальные ремонты.

Осмотры ВЛ разделяют на периодические, верховые и внеочередные. Периодические осмотры проводят не реже одного раза в год по графику, утвержденному ОЗЭХ Потребителя, путем обхода по всей длине линии. Кроме того, не реже одного раза в год лицо из АТП владельца ВЛ должно проводить выборочные осмотры отдельных участков линий, включая все участки, подлежащие ремонту. При осмотре обходчик должен идти по обочине трассы, имея в виду, что возможно появление опасных для жизни потенциалов при повреждениях изоляторов или при появлениях больших токов утечки при их загрязнении.

ВЛ 35 кВ и выше, эксплуатируемые 20 лет и более, а также ВЛ, проходящие по открытым участкам и участкам с интенсивным загрязнением, должны не реже одного раза в пять лет подвергаться верховому осмотру, т.е. осмотру с влезанием на опоры с выборочной проверкой проводов и тросов в зажимах и дистан-

ционных распорках. Верховые осмотры производят, как правило, при отключенных ВЛ.

ВЛ напряжением 35 кВ и выше осматривают не реже одного раза в 10 лет. Верховые осмотры ВЛ 0,4–20 кВ производят по мере необходимости.

Внеочередные осмотры ВЛ или их участков проводят при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек (в местах их пересечения с ВЛ), при пожарах в зоне трассы, после сильных бурь, ураганов и других стихийных бедствий, а также после отключения ВЛ и неуспешного АПВ, а после успешного – по мере необходимости.

При осмотрах ВЛ проверяют:

- противопожарное состояние трассы: в охраняемой зоне не должно быть хозяйственных или производственных строений, деревьев, могущих при падении упасть на провода или опасно приближенных к ним, складирования горючих материалов;

- состояние фундаментов, приставок (пасынков): не должно быть их повреждений и оседания или вспучивания грунта;

- состояние опор: не должно быть наклонов или смещения в грунте, видимого загнивания деревянных опор, обгорания и расщепления деревянных деталей, коррозии металла, трещин и повреждений железобетонных опор;

- состояние проводов и тросов: не должно быть обрывов, расщеплений и оплавлений отдельных проволок, набросов на провода и тросы, недопустимого увеличения стрел провеса и расстояний от проводов;

- состояние изоляторов: не должно быть боя, ожогов, трещин, загрязненности, повреждений глазури, повреждений защитных рогов;

- состояние арматуры: не должно быть трещин, перетираний или деформации отдельных деталей;

- состояние разрядников, коммутационных аппаратов на ВЛ и концевых кабельных муфт на спусках: не должно быть повреждений или обрывов заземляющих спусков на опорах и у земли, нарушений контактов в болтовых соединениях грозозащитного троса с заземляющим спуском или телом опоры, разрушений коррозией элементов заземляющего устройства.

Для осмотра состояния элементов ВЛ при обходе пользуются специальными биноклями и небольшими подзорными трубами.

Все выявленные при осмотре ВЛ неисправности обходчики отмечают в эксплуатационной документации – в книге регистрации неисправностей при осмотре ВЛ. Ответственный за электрохозяйство принимает меры по устранению этих неисправностей.

При эксплуатации ВЛ производят:

- проверку не реже одного раза в три года состояния трассы путем обходов с измерением ширины просеки, высоты деревьев и кустарников под проводами – по мере необходимости;

- проверку один раз в 6 лет состояния фундаментов опор;

- проверку не реже одного раза в 6 лет состояния опор и их положения;

- контроль не реже одного раза в 6 лет проводов и грозозащитных тросов и стрел их провеса;

- контроль состояния изоляторов и изолирующих подвесок (кроме стеклянных и полимерных подвесных изоляторов) производится внешним осмотром;

- измерения при положительной температуре сопротивления изоляции фарфоровых подвесных изоляторов мегаомметром напряжением 2500 В. Необходимость испытаний штыревых изоляторов устанавливают графиком ППР с учетом местных условий загрязнения;

- проверку заземляющих устройств. Поверяют соединения заземлителей с заземляемыми элементами, в том числе с естественными заземлителями, а также проверяют напряжение прикосновения на территории ЭУ и напряжение на заземляющем устройстве в случае, когда ЭУ выполнена по нормам на напряжение прикосновения. Наибольшие напряжения не должны превышать: 500 В при длительности воздействия 0,1 с; 400 В при 0,2 с; 200 В при 0,5 с; 130 В при 0,7 с; 100 В при 1 с; 65 В при длительности от 1 до 5 с. Измерения производят в контрольных точках, в которых значения напряжения прикосновения определены при проектировании или при капитальном ремонте заземления. За длительность воздействия принимают суммарное время действия резервной релейной защиты и собственное время отключения выключателей;

– ежегодно измерения сопротивления заземляющих устройств на опорах ВЛ с разъединителями, защитными промежутками, разрядниками, повторными заземлениями нулевого провода и другим ЭО и выборочно у 2 % металлических и железобетонных опор на участках в населенных пунктах. Наибольшие допустимые значения сопротивлений заземлителей $R_{з.д}$ опор ВЛ выше 1 кВ, имеющие грозозащитные тросы или другие устройства грозозащиты, металлические и железобетонные опоры ВЛ 35 кВ и такие же опоры ВЛ 3–20 кВ в населенной местности, заземлители оборудования на опорах 110 кВ и выше, зависят от удельного сопротивления грунта ρ : от 10 Ом при $\rho < 100$ Ом·м до 30 Ом при $\rho > 1000$ Ом·м. При удельном сопротивлении грунта $\rho > 5000$ Ом·м сопротивление заземления должно составлять $R_{з.д} = 0,006\rho$. Для ЭО, установленного на опорах ВЛ 3–35 кВ, $R_{з.д} = 250 / I_{р.з}$, но не более 10 Ом, где $I_{р.з}$ – расчетный ток замыкания на землю, в качестве которого принимают:

– в сетях без компенсации емкостного тока замыкания на землю – ток замыкания на землю;

– в сетях с компенсацией емкостного тока – в зависимости от вида ЭУ.

При капитальных ремонтах ВЛ, проводимых по графикам, проверяют правильность установки опор, провода и грозозащитные тросы, стрелы провеса и расстояния до элементов ВЛ, сечения соединений проводов и тросов, измеряют сопротивление изоляции подвесных, а при необходимости штыревых изоляторов, проверяют заземляющие устройства и трубчатые разрядники. При производстве измерений и испытаний и при капитальных ремонтах применяют специальную технику: передвижные вышки, испытательные лаборатории, смонтированные на автомобильных шасси, передвижные испытательные лаборатории и др.

3.2. Эксплуатация кабелей

3.2.1. Приемка в эксплуатацию

Сооружение новых и реконструкцию существующих *кабельных линий* (КЛ) осуществляют по проектам, согласованным в установленном порядке (по месту положения трассы, отводу зем-

ли, экологии и т.п.), в том числе с энергоснабжающей организацией.

Перед началом СМР заказчик (будущий владелец КЛ) выделяет своих представителей для наблюдения за ходом строительства и участия в приемке отдельных его этапов, в том числе в подписании актов скрытых работ.

В актах на *скрытые работы* отражают:

- результаты осмотра проложенного кабеля;
- качество и толщину песчаной подушки и средств защиты кабелей при укладке их в траншеях (не должно быть битых кирпичей);
- соответствие проекту качества монтажа соединительных муфт и габаритов между параллельно проложенными кабелями.

По завершению строительства КЛ заказчик и строительно-монтажная организация (СМО) создают приемочную комиссию, в которую могут быть включены представители энергоснабжающей организации, органа госназдора, санэпиднадзора, экологической службы и др.

При сдаче в эксплуатацию кабельных линий (КЛ) напряжением до и выше 1000 В СМО представляет заказчику документацию, предусмотренную СНиП и правилами приемки законченного строительством объектов и ПТЭЭП.

Строительно-монтажная организация оформляет и передает заказчику (эксплуатирующей организации):

- скорректированный проект КЛ;
- исполнительный чертеж трассы в масштабе 1:200 или 1:500 (в зависимости от развития коммуникаций в данном районе трассы) с указанием мест установки соединительных муфт;
- чертеж профиля КЛ в местах пересечения с дорогами и другими коммуникациями для КЛ на напряжение 20 кВ и выше и для особосложных трасс КЛ на напряжение 6 и 10 кВ;
- кабельный журнал с указанием числа, сечений и длин кабелей в КЛ, дат и результатов испытаний повышенным выпрямленным напряжением (для КЛ напряжением выше 1 кВ);
- все подписанные акты и протоколы в процессе строительства;
- документы о результатах измерений сопротивления изоляции;

– акт проверки и испытания автоматических стационарных установок пожаротушения и пожарной сигнализации.

Число соединительных муфт на 1 км вновь строящихся КЛ должно быть:

– для трехжильных кабелей 1–10 кВ сечением до 95 мм² – 4 шт.;

– для трехжильных кабелей 1–10 кВ сечением 120–240 мм² – 5 шт.;

– для трехжильных кабелей 20–35 кВ – 6 шт.;

– для одножильных кабелей – 2 шт.

Использование маломерных отрезков кабелей для сооружения протяженных КЛ не допускается.

При приемке в эксплуатацию вновь сооружаемой КЛ проводят ее испытания в соответствии с требованиями ПУЭ. Объем этих испытаний зависит от напряжения кабеля и приведен в табл. 9.

Таблица 9

Виды испытаний кабелей при сдаче в эксплуатацию

№ п/п	Виды испытаний кабелей	Напряжение кабелей, кВ	
		до 1,0	выше 1 и до 35
1	Проверка целостности и фазировка жил	+	+
2	Измерение сопротивления изоляции мегаомметром на напряжение 2,5 кВ	не менее 0,5 МОм	не нормируется
3	Испытание повышенным выпрямленным напряжением	–	+
4	Определение активного сопротивления жил	–	выше 20 кВ
5	Определение электрической рабочей емкости жил	–	выше 20 кВ
6	Проверка защиты от блуждающих токов	+	+
7	Проверка антикоррозионных защит	+	+
8	Измерение сопротивления заземления концевых заделок	+	+

Длительность приложения испытательного напряжения для кабелей с бумажной и пластмассовой изоляцией составляет 10 мин, а для кабелей 3–10 кВ с резиновой изоляцией – 5 мин.

В процессе испытаний для каждой КЛ устанавливают наибольшие допустимые токовые нагрузки на участке длиной не менее 10 м с наихудшими условиями охлаждения. Превышение этих нагрузок допускается на основе тепловых испытаний при условии, что температура жил будет не выше длительно допустимой по стандартам или ТУ на данный вид кабеля.

Каждая КЛ должна иметь *паспорт*, включающий перечисленную выше документацию, диспетчерский номер или наименование и результаты измерений сопротивления изоляции и испытаний повышенным напряжением выпрямленного тока. Открыто проложенные кабели в начале и в конце КЛ снабжают стойкими к коррозии бирками с выбитыми на них типом, сечением, напряжением, номером или наименованием, а муфты – бирками с указанием номера и даты монтажа. Кабели, проложенные в каналах, туннелях, эстакадах и т.п., снабжают бирками по их длине не реже чем через каждые 50 м.

В процессе эксплуатации КЛ напряжением до 35 кВ их испытывают повышенным напряжением выпрямленного тока, проводят *периодические осмотры* (табл. 10) и следят за уровнями электрических нагрузок.

Таблица 10

Периодичность осмотров КЛ напряжением до 35 кВ

№ п/п	Местоположение трасс КЛ	Периодичность осмотров, не реже
1	В земле	Один раз в три месяца
2	По кабельным сооружениям (по эстакадам, в туннелях и др.)	Один раз в шесть месяцев
3	Под водой	По местным инструкциям
4	При всех способах прокладки	Выборочно проводят АТП один раз в шесть месяцев
5	Муфты открыто проложенных КЛ напряжением выше 1 кВ	При каждом осмотре ЭО

Осмотры проводит назначенный ОЗЭХ персонал с занесением результатов осмотров в оперативный журнал.

Периодические испытания кабелей до 35 кВ повышенным напряжением выпрямленного тока проводят один раз в год в течение первых пяти лет эксплуатации, а в дальнейшем:

– один раз в два года для кабелей, у которых в течение первых пяти лет не наблюдались пробой изоляции при испытаниях и в эксплуатации;

– один раз в год, если в этот период отмечались пробой изоляции;

– один раз в три года для кабелей на закрытых территориях (подстанции, заводы и др.);

– во время ремонтов оборудования для кабелей, присоединенных к агрегатам, и кабельных перемычек напряжением 6–10 кВ между сборными шинами и трансформаторами в распределительных устройствах.

Значения испытательных напряжений приведены в табл. 11.

Таблица 11

Испытательные напряжения выпрямленного тока

Кабели с бумажной изоляцией на напряжение, кВ						
2	3	6	10	20	35	110
12	18	36	60	100	175	285
Кабели с пластмассовой изоляцией, кВ				Кабели с резиновой изоляцией, кВ		
1*	3	6	10	3	6	10
5,0	15	36	60	6	12	20

* Для трехжильных кабелей с броней (экраном)

Перед испытанием кабелей повышенным напряжением выпрямленного тока и после него измеряют сопротивление изоляции мегаомметром на напряжение 2,5 кВ.

Перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией напряжением 20 и 35 кВ не допускается.

Перегрузки по току кабелей напряжением до 10 кВ с пропитанной бумажной изоляцией допускаются на период ликвидации аварии на 30 % продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут, но не более 100 ч в год, если в остальные периоды этих

суток нагрузка не превышает длительно допустимой. Для кабелей из полиэтилена и поливинилхлоридного пластика на период ликвидации аварии допускается увеличить нагрузку на 15 %, а для кабелей с изоляцией из резины и вулканизированного полиэтилена на 18 % продолжительностью не более 5 сут, но не более 100 ч в год, если в остальные периоды этих суток нагрузка не превышала длительно допустимой.

Изоляция кабелей в процессе работы стареет, а поэтому в соответствии с ПТЭЭП при длительности эксплуатации их более 15 лет нагрузка должна быть снижена на 10 %.

3.2.2. Определение мест повреждений кабелей

Повреждения кабелей разделяют на замыкания на землю одной жилы, замыкания двух или трех жил на землю или между собой, обрыв одной, двух или трех жил с замыканием или без замыкания на землю.

При прокладке КЛ в траншеях определение места повреждения представляет трудную операцию, от успешного решения которой зависит длительность перерыва питания электроприемников. Прежде всего устанавливают характер повреждения, для чего кабель отключают от источника питания и все питающиеся через него электроприемники. Затем мегаомметром измеряют сопротивление изоляции каждой жилы по отношению к земле (к броне у бронированных кабелей) и между каждой парой жил. Для определения обрыва жил замыкают их между собой с одного конца кабеля. После того, как характер повреждения установлен, выбирают метод, наиболее подходящий в каждом конкретном случае: импульсный, емкостной, индукционный или петлевой.

Импульсный метод применяют для определения расстояния до места повреждения в кабельных и воздушных линиях при однофазных и межфазных замыканиях, а также при обрыве жил. Для его применения используют локационные неавтоматические искатели ИКЛ-5 и Р5-1А, локационные автоматические искатели Р5-7, УИЗ-1 и УИЗ-2 и искатели дискретного действия ЛИДЛ, посылающие в кабель кратковременный импульс переменного тока. Дойдя до места повреждения, импульс отражается и возвращается обратно. О характере повреждения кабеля (короткое

замыкание или обрыв) судят по изображению сигнала на экране электронно-лучевой трубки. Расстояние до места повреждения определяют по времени прохождения импульса.

Емкостной метод используют для определения места обрыва одной или нескольких жил кабеля путем измерения его емкости с помощью моста переменного тока.

Индукционный метод находит применение для определения места повреждения путем улавливания над кабелем магнитного поля, создаваемого током звуковой частоты (800–1000 Гц) специальным генератором.

Петлевой (мостовой) метод применяют, когда поврежденная жила не имеет обрыва и есть хотя бы одна жила с исправной изоляцией.

При этом методе поврежденную жилу соединяют накоротко с неповрежденной с одной стороны кабельной линии, образуя петлю. К противоположным концам жил присоединяют дополнительные сопротивления. В результате образуется четырехплечевой мост (рис. 8). При равновесии моста расстояние до места повреждения $l_x = 2L \frac{r_1}{(r_1 + r_2)}$, где L – полная длина кабельной линии, м; r_1, r_2 – сопротивления, присоединенные к поврежденной и неповрежденной жилам, Ом.

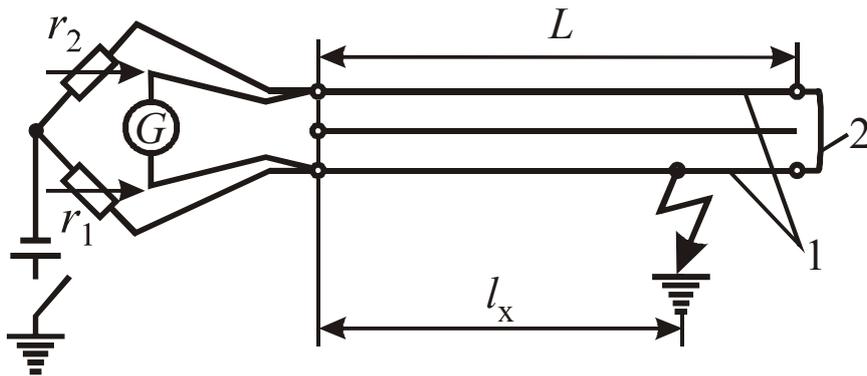


Рис. 8. Схема определения мест повреждения петлевым методом: 1 – фазы испытуемой кабельной линии; 2 – перемычка (закоротка); r_1, r_2 – регулируемые плечи мостовой схемы; L – длина кабельной линии; l_x – расстояние до места повреждения

Считают, что измерение выполнено правильно, если выполнено условие

$$0,997 < \frac{r_1(r_1 + r_2)}{r_1^1(r_1^1 + r_2^1)} < 1,003,$$

где r_1^1 , r_2^1 – сопротивления при повторном измерении с переменной полярностью моста.

В помещениях со взрывоопасной средой, в том числе подземных выработках шахт, опасных по газу и пыли, для испытаний кабелей и поиска мест их пробоя применяют специальные аппараты с импульсным испытательным напряжением до 30 кВ длительностью 10^{-2} – 10^{-3} с.

Вопросы для самостоятельной работы студентов по разделам 3.1 и 3.2

1. Самостоятельно изучить главы 2.2; 2.3; 2.4; 2.5 п. 1.8.40 и 1.8.41 главы 1.8 ПУЭ-7.

2. Написать реферат по ПУЭ-7: п. 2.2.1–2.2.27;

п. 2.3.1–2.3.24; 2.3.71–2.3.75;

п. 2.4.1–2.4.70;

п. 2.5.1–2.5.18.

Объем реферата 4–5 стр. по каждой из глав в п. 2 задания.

3.3. Эксплуатация трансформаторов

3.3.1. Общие сведения о трансформаторах

Силовые трансформаторы (далее T) разделяют по номинальной мощности, по конструктивному исполнению обмоток (двух- и трехобмоточные и с расщепленной обмоткой на стороне низшего напряжения) и по способам и системам охлаждения.

В табл. 12 приведена шкала номинальных мощностей T до 63000 кВ·А по ГОСТ 9680-77.

Шкала номинальных мощностей трансформаторов

10	16	25	40	63
100	160	250	400	630
1000	1600	2500	4000	6300
10000	16000	25000	40000	63000

Для специальных T применяется другая шкала кратности 12,5; 20; 31,5; 50 и 80 кВ·А, построение которой аналогично приведенному в табл. 12.

По способу охлаждения T делят на масляные (МТ), с заполнением негорючим диэлектриком и сухие (табл. 13).

Масло и негорючий диэлектрик служат в качестве изолирующей и охлаждающей среды.

На рис. 9 показаны основные системы охлаждения масляных T (МТ).

У T с воздушным охлаждением (сухие T) тепло от потерь отводится естественным потоком окружающего воздуха, который оказывается достаточным лишь для T относительно небольшой мощности (до 1600 кВ·А) напряжением 6–15,75 кВ. Преимуществом сухих T является пожаробезопасность из-за отсутствия охлаждающего масла.

В системах ЭС промышленных предприятий применяют T : ТМФ, ТМЗ, ТСЗ, НТЗ.

В обозначении T применяют следующие буквенные символы: Т – трехфазный; М – естественная циркуляция воздуха и масла; З – без расширителя, защищенный азотной подушкой, герметичный; С – сухой трансформатор при открытом защищенном (СЗ) и герметичном (СГ) исполнениях; Ф – фланцевый вывод; Л – исполнение с литой изоляцией; Н – естественное охлаждение негорюжим диэлектриком.

Системы охлаждения трансформаторов

Система охлаждения	Обозначение по ГОСТ 11677-75	Область применения
Масляные трансформаторы		
Естественная циркуляция воздуха и масла	М	T мощностью до 10 МВ·А, напряжением до 110 кВ включительно
Принудительная циркуляция воздуха и естественная – масла	Д	То же 10 МВ·А и выше, напряжением 35 кВ и выше
Принудительная циркуляция воздуха и масла	ДЦ	То же 65 МВ·А и выше, напряжением 110 кВ и выше
Принудительная циркуляция воды и масла	Ц	Печные T 2000–5000 кВ·А
Трансформаторы с заполнением негорючим жидким диэлектриком		
Естественное охлаждение негорючим жидким диэлектриком	Н	По ТУ завода-изготовителя
Охлаждение негорючим жидким диэлектриком с дутьем	НД	То же
Сухие трансформаторы		
Естественное воздушное охлаждение при исполнении:		
открытом	С	По ТУ завода-изготовителя
защищенном	СЗ	То же
герметичном	СГ	То же
Воздушное с дутьем	СД	То же

Так, ТМ-1000/10-78У1 – трехфазный двухобмоточный трансформатор, с охлаждением М, номинальной мощностью 1000 кВ·А, класса напряжения 10 кВ, конструкция 1978 г., исполнение У, категория 1. ТНЭЗ-1000/10-Т – трехфазный, Н – с естественным охлаждением негорючим экологически чистым диэлектриком (Э), З – герметизированный, 1000 кВ·А, 10 кВ. Трансформаторы с негорючей жидкостью типа «совтол» запрещено устанавливать из-за высокой

экологической опасности и опасности для здоровья человека. В настоящее время получили развитие трансформаторы с заливкой экологически нейтральными негорючими синтетическими и кремнийорганическими жидкостями. Так, в России выпускают трансформаторы с негорючим диэлектриком «Midel 7131», биологически расщепляемым, низкой токсичностью, беспроблемной утилизацией.

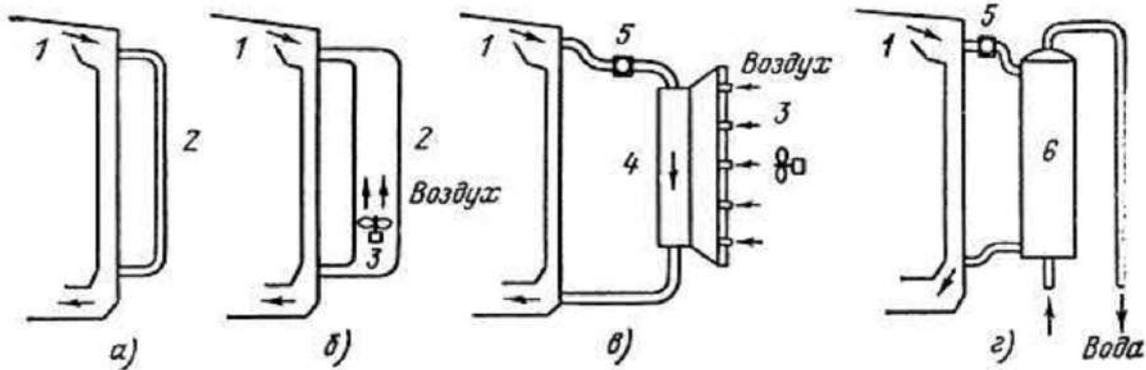


Рис. 9. Системы охлаждения масляных трансформаторов: а – естественное, система М; б – система Д; в – система ДЦ; г – система Ц; 1 – трансформатор; 2 – трубы для охлаждения масла или радиаторы; 3 – вентиляторы; 4 – охладитель (калорифер); 5 – электронасосы, прокачивающие масло; 6 – маслоохладитель

Номинальной мощностью двухобмоточного T называют номинальную мощность каждой обмотки, выраженную в $\text{kB}\cdot\text{A}$. В T с расщепленной обмоткой номинальная мощность – это мощность нерасщепленной обмотки или равная ей суммарная мощность частей расщепленной обмотки. Номинальной мощностью трехобмоточного T называют мощность его наиболее мощной обмотки или наибольшую из номинальных мощностей отдельных обмоток.

Основные требования, предъявляемые к силовым T в процессе эксплуатации, состоят в следующем:

- T должен обеспечить бесперебойное электроснабжение предприятия или его структурных подразделений (производств, цехов и т.п.);

- режим работы T должен быть экономически целесообразным, т.е. потери мощности и продолжительность ХХ T должны

быть сведены до возможного минимума;

- установка T должна обеспечить его пожаробезопасность;
- T должен иметь соответствующие виды защит от возможных повреждений и ненормальных режимов работы (от внутренних повреждений, от многофазных КЗ в обмотках, от сверхтоков в обмотках при перегрузках и внешних КЗ и т.п.);
- T должен удовлетворять возникающим в заданных условиях режимам работы.

Важное влияние на безотказную работу T оказывают объем и качество работ, выполненных при приемке их в эксплуатацию после монтажа.

3.3.2. Приемка трансформаторов в эксплуатацию

Трансформаторы по требованиям к приемке в эксплуатацию разделяют на три группы: мощностью до 630 кВ·А включительно, мощностью до 1,6 МВ·А и мощностью более 1,6 МВ·А.

При приемке в эксплуатацию ТМ мощностью до 630 кВ·А включительно определяют условия включения в соответствии с указаниями завода-изготовителя, проводят фазировку, проверяют средства защиты трансформаторного масла и проводят его испытания, измеряют сопротивление изоляции обмоток и толчком включают ТМ на номинальное напряжение.

В условия включения входят:

- указания о том, при каких характеристиках трансформаторного масла не требуется его замена свежим перед монтажом трансформатора;
- значения сопротивления изоляции обмоток, при которых требуется ее сушка перед монтажом T ;
- указания об условиях монтажа и содержания проходных изоляторов.

В процессе 3–5-кратного включения T на номинальное напряжение (по 30 мин на каждое включение) не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное его состояние: усиливающийся гул, потрескивания, ясно слышимые разряды внутри бака, скользящие разряды по изоляторам и т.п.

Фазировка заключается в том, чтобы у T , присоединенных со стороны ВН к одной сети, найти со стороны НН фазы, не

имеющие разности напряжений, т.е. одноименные. После того, как такие фазы найдены, их попарно располагают друг против друга. Вольтметр, присоединенный к одноименным фазам, должен дать нулевое показание.

На рис. 10 показана схема фазировки двух трансформаторов. В том случае когда фазуемые трансформаторы не имеют заземленных нейтралей, т.е. не имеют между собой электрической связи, фазуемые цепи необходимо предварительно соединить в какой-либо точке перемычкой a_1-a_2 , иначе вольтметр показаний давать не будет. Очевидно, при фазировке трансформаторов, не имеющих заземленных нейтралей, достаточно получить два нулевых показания вольтметра. Фазировку трансформаторов с напряжением, превышающим 380 В, производят вольтметром через измерительные трансформаторы напряжения.

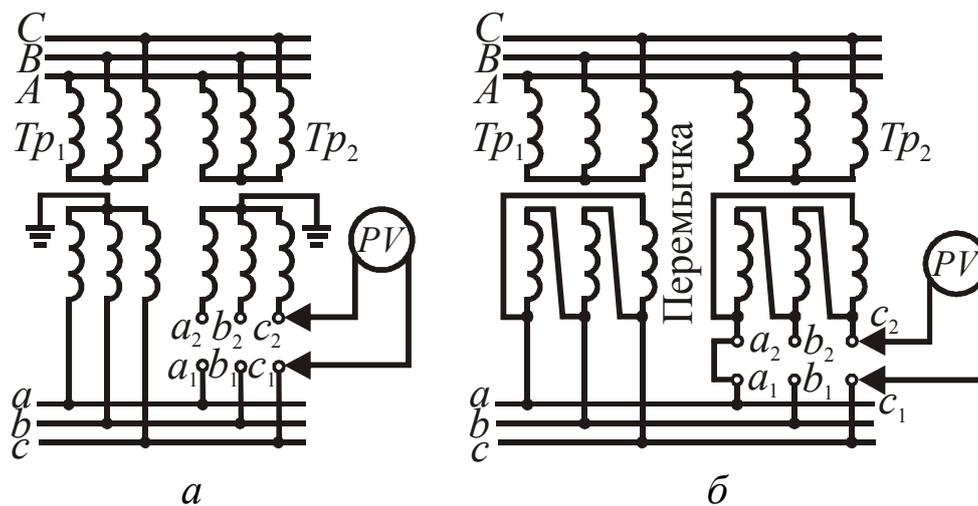


Рис. 10. Схема фазировки силовых трансформаторов: a – с заземленными нейтральными; b – при соединении обмоток в треугольник; Tp_1 – работающий трансформатор; Tp_2 – фазуемый трансформатор; PV – переносной вольтметр

Измерение сопротивления изоляции обмоток T производят мегаомметром на напряжение 2500 В.

При этом должны соблюдаться схемы, приведенные в табл. 14, откуда видно, что при измерении сопротивления изоляции какой-то обмотки другая должна быть заземлена и соединена с баком.

Схемы измерения сопротивления изоляции трансформаторов до 16000 кВ·А

Последовательность измерений	Двухобмоточные трансформаторы		Трехобмоточные трансформаторы	
	обмотки, на которых проводят измерения	заземляемые части трансформатора	обмотки, на которых проводят измерения	заземляемые части трансформатора
1	НН	Бак, ВН	НН	Бак, СН, ВН
2	ВН	Бак, НН	СН	Бак, НН, ВН

В процессе эксплуатации, т.е. при межремонтных (профилактических) испытаниях и измерениях, допускается проводить измерения по зонам изоляции (например, ВН-бак, НН-бак, ВН-НН) с присоединением вывода «экран» мегаомметром к свободной обмотке или баку.

При приемке ТМ мощностью до 1,6 МВ·А включительно, кроме операций, перечисленных выше, измеряют сопротивление обмоток постоянному току, испытывают систему охлаждения (за исключением герметизированных ТМ и не имеющих расширителей) путем создания в баке и радиаторах избыточного давления. Включают такие ТМ также толчком на номинальное напряжение в порядке, указанном выше.

При приемке ТМ мощностью более 1,6 МВ·А испытывают изоляцию ПНПЧ, проверяют коэффициент трансформации, группу соединений обмоток, работу переключающего устройства РПН (регулировка под напряжением – если оно имеется), измеряют потери холостого хода и напряжение короткого замыкания, испытывают вводы и встроенные трансформаторы тока. Включают их также толчком на номинальное напряжение.

Сухие и заполненные негорючим жидким диэлектриком T испытывают по программе МТ мощностью более 1,6 МВ·А, за исключением системы охлаждения, испытаний жидкости, вводов и встроенных трансформаторов тока.

Для МТ напряжением 35 кВ включительно мощностью до 10 МВ·А сопротивление изоляции обмоток не должно быть ниже следующих значений:

Температура обмотки $T_{\text{обм}}$, °С	10	20	30	40	50	60	70
R_{60} , МОм	450	300	200	130	90	60	40

Сопротивление изоляции сухих T , МОм, при температуре 20–30 °С должно быть для обмоток с номинальным напряжением:

- до 1 кВ включительно – не менее 100;
- более 1 кВ до 6 кВ – не менее 300;
- более 6 кВ – не менее 500.

При приемке T приемочная комиссия проверяет соответствие монтажа проекту, техническую документацию, протоколы испытаний трансформаторного масла и других измерений – сопротивления изоляции и других характеристик, а также техническое состояние МТ:

- бак и соединения труб и радиаторов не должны иметь следов подтекания масла;
- изоляторы должны быть очищены от пыли, а контактные соединения – плотными с пружинными шайбами, предотвращающими самопроизвольное откручивание гаек;
- крышка МТ, оборудованного газовой защитой, должна иметь подъем по направлению к газовому реле не менее 1 % для обеспечения прохождения к нему газов, а маслопровод к расширителю должен иметь уклон не менее 2 %;
- МТ должны быть снабжены термометрами для измерения температуры масла;
- газовое реле должно быть установлено горизонтально и находиться со стороны, удобной для обслуживания;
- уровень масла в расширителе неработающего МТ должен находиться на отметке, соответствующей температуре масла в данный момент времени, а во время работы – не ниже контрольных отметок;
- масло в расширителе МТ и в баке или расширителе устройства РПН должно быть защищено от соприкосновения с воздухом;

– МТ мощностью 1000 кВ·А и более должны иметь систему непрерывной регенерации масла в термосифонных и адсорбных фильтрах;

– воздушная полость предохранительной трубы МТ должна быть соединена с воздушной полостью расширителя, а уровень ее мембраны должен быть выше расширителя. Мембрана выхлопной трубы при ее повреждении может быть заменена только на идентичную заводской;

– на дверях трансформаторных камер и на баках трехфазных T наружной установки должны быть нанесены подстанционные номера, обеспечивающие снижение вероятности ошибочных действий персонала при их обслуживании. На группах однофазных T подстанционный номер указывают на средней фазе;

– МТ наружной установки должны быть окрашены краской светлых тонов, устойчивой к атмосферным воздействиям и воздействию трансформаторного масла;

– с наружной стороны дверей трансформаторных пунктов и камер, должны быть нанесены предупреждающие знаки; двери должны быть постоянно закрыты на замок.

Результатом работы приемочной комиссии является акт, в котором указывается готовность T к эксплуатации.

В процессе эксплуатации T производят их осмотры без отключения:

– главных понижающих T подстанций с постоянным дежурным персоналом – 1 раз в сутки;

– остальных T ЭУ с постоянным и без постоянного дежурного персонала – 1 раз в месяц;

– T трансформаторных пунктов (подстанций) – не реже 1 раза в месяц.

В зависимости от местных условий и состояния T указанные выше сроки могут быть изменены техническим руководителем (ОЗЭХ).

Внеочередные осмотры T производят:

– после неблагоприятных погодных воздействий (гроза, сильный ветер, резкое изменение температуры и др.);

– при срабатывании газовой защиты на сигнал, а также при отключении T газовой или дифференциальной защиты.

При эксплуатации T соблюдают несколько общих для их любой мощности правил, а именно:

- при срабатывании газовой защиты (при мощности T 1000 кВ·А и выше) МТ должен быть немедленно отключен, произведен его осмотр и взят анализ газа на горючесть. Если газ не горючий, то включить трансформатор можно по разрешению ответственного за электрохозяйство без проверки причин срабатывания;

- необходимо постоянно наблюдать за температурой верхних слоев масла;

- все устройства принудительного дутья воздуха и масла должны включаться одновременно с включением трансформатора;

- МТ разрешается включать на полную нагрузку при температуре окружающей среды не ниже -25 °С. При более низкой температуре МТ должен быть предварительно прогрет;

- система принудительной циркуляции масла в системе охлаждения должна работать непрерывно вне зависимости от нагрузки МТ;

- МТ мощностью более 630 кВ·А должны быть снабжены забетонированными ямами с гравийным заполнением для аварийного выброса масла; этот гравий должен промываться не реже чем 1 раз в год;

- каждое предприятие, имеющее маслonaполненное электрическое оборудование, должно иметь запас этого масла в объеме не менее 110 % самого крупного аппарата или МТ.

Параллельная работа трансформаторов допускается при следующих условиях:

- нагрузка каждой из обмоток не должна превышать номинального значения;

- группы соединения обмоток T , включаемых в параллельную работу, должны быть одинаковыми;

- соотношение мощностей T должно быть не более чем 1:3;

- коэффициенты трансформации не должны отличаться на $\pm 0,5$ %;

- напряжение короткого замыкания не должно отличаться на ± 10 %;

- трансформаторы должны быть сфазированы.

Для выравнивания нагрузки между параллельно работающими трансформаторами допускается изменять коэффициенты трансформации при условии, что ни одна из обмоток не будет перегружена.

Трансформатор должен быть аварийно выведен из работы:

- при сильном и непрерывном шуме и треске внутри бака;
- ненормальном и возрастающем нагреве;
- выбросе масла из расширителя или при разрыве диафрагмы выхлопной трубы.

Испытания T проводят при межремонтном обслуживании и при капитальных ремонтах. При этом производят измерение сопротивления изоляции обмоток относительно земли (корпуса) и сопротивления стержневых шпилек магнитной системы. Эти значения нормированы и зависят от температуры окружающей среды, их измеряют мегомметром на 2500 В в течение 1 мин.

3.3.3. Допустимые перегрузки трансформаторов

Силовые T на промышленных предприятиях могут работать в нескольких режимах, а именно:

- в номинальном;
- с превышением номинального напряжения на первичной обмотке;
- с систематической перегрузкой;
- в режиме КЗ.

В *номинальном режиме*, т.е. при нагрузке, соответствующей номинальной мощности, T может работать в течение всего времени полезного использования (около 20 лет) при нормальных температурных условиях охлаждающей среды. Этими условиями являются:

- температура охлаждающей среды $20\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- температура верхних слоев масла не превышает допустимых значений: при системе охлаждения М и ДЦ $\leq 75\text{ }^{\circ}\text{C}$; при системе Д $\leq 95\text{ }^{\circ}\text{C}$; при системе Ц $\leq 70\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Заметим, что выдержать номинальный режим даже на относительно небольшом временном интервале – трудно разрешимая задача, поскольку в реальных условиях нагрузка T не остается постоян-

ной. Она все время меняется, как и подводимое к T напряжение.

Превышение подведенного к T напряжения сверх номинального приводит к увеличению индукции в стали, что повышает ее насыщение. Это ведет к увеличению тока ХХ и искажению его формы из-за возрастания амплитуд высших гармоник.

По этой причине допускается продолжительная работа T (при нагрузке не выше номинальной мощности) при повышении напряжения на любом ответвлении любой обмотки не более 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой из обмоток должно быть не выше наибольшего рабочего напряжения.

Для масляных T и T с жидким негорючим диэлектриком допускается продолжительная нагрузка любой обмотки током, превышающим на 5 % номинальный ток ответвления, если напряжение не превышает номинальное напряжение соответствующего ответвления.

Продолжительные допустимые нагрузки сухих T устанавливаются в стандартах и технических условиях их конкретных групп и типов. Для масляных, сухих и T с жидким негорючим диэлектриком допускаются систематические перегрузки, значения и длительность которых регламентируются инструкциями заводов-изготовителей.

В *аварийных режимах* допускается кратковременная перегрузка T сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах [7]:

Масляные трансформаторы:

перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10

Сухие трансформаторы:

перегрузка по току %	20	30	40	50	60
длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

Режимы короткого замыкания T возникают при внезапных КЗ в обмотках. При этом в них протекают большие токи, разрушающие изоляцию и деформирующие проводники за счет возни-

кающих в них усилий. При КЗ, если T не отключен, в обмотках выделяется большое количество теплоты, которая приводит к его недопустимому нагреванию. По этой причине длительность и значение протекающих при КЗ токов в T ограничивают уставками защиты.

Механическая прочность вторичных обмоток T рассчитана на протекание в них без повреждений и остаточных деформаций тока, не превышающего 25-кратного значения номинального [6].

Допустимая продолжительность $t_{кз}$ протекания тока КЗ, с, не должна превышать значения, получаемого из соотношения:

$$t_{кз} = 1500/k_{о.кр}^2, \quad (9)$$

где $k_{о.кр}$ – расчетная кратность тока КЗ на основном ответвлении T , определяемая по формуле:

$$k_{о.кр} = 100/[U_{к} + 100(S_{ном}/S_{к})], \quad (10)$$

где $U_{к}$ – напряжение КЗ T ; $S_{ном}$ – номинальная мощность T , кВ·А; $S_{к}$ – мощность КЗ сети, кВ·А, от которой питается T .

Для T напряжением до 35 кВ включительно $t_{кз} = 4$ с, напряжением 110 кВ и выше $t_{кз} = 3$ с.

Уставки токо-временной защиты T не должны превышать указанных выше значений при их эксплуатации.

3.3.4. Техническое обслуживание трансформаторов

Техническое обслуживание T включает ведение документации, проведение регулярных осмотров и ТО в порядке текущей эксплуатации, межремонтных (профилактических) измерений и испытаний, текущих и капитальных ремонтов.

По объему работ, выполняемых при техническом обслуживании T , их разделяют на два вида:

- на подстанциях с постоянным дежурным персоналом (как правило, это главные понизительные подстанции);
- на подстанциях без постоянного дежурного персонала (пристроенные, встроенные, внутрицеховые, комплектные, столбовые и мачтовые подстанции и трансформаторные пункты).

На каждый силовой T , находящийся в эксплуатации, заводят и систематически пополняют следующую документацию:

- паспорт (формуляр), поставляемый заводом-изготовителем вместе с T и инструкцией по монтажу и эксплуатации и копиями протоколов заводских испытаний;
- протоколы испытаний: приемо-сдаточных, после текущих и капитальных ремонтов;
- протоколы испытаний трансформаторного масла или негорючего диэлектрика.

Паспорт содержит технические характеристики, и в него заносят данные об условиях эксплуатации T – месте и дате установки, периодичности обслуживания и др.

Осмотры проводит ОП или ОРП в сроки, указанные выше. Их результатом может быть ТО в порядке текущей эксплуатации – мелкий ремонт без отключения T .

Межремонтные (профилактические) измерения и испытания трехфазных двухобмоточных T напряжением до 10 кВ и мощностью от 25 до 16000 рекомендуется проводить через 13000 ч наработки [3]. Этот срок может быть изменен ОЗЭХ в пределах $\pm 25\%$ по графику ППР. При этом виде ТО проводят измерения сопротивления изоляции по схемам, приведенным в табл. 14, а также выполняют следующие работы:

- проверяют состояние индикаторного силикагеля в воздухоосушителях, фарфоровые изоляторы, отсутствие подтекания масла и механических повреждений в маслопроводах, целость и исправность измерительных приборов (манометров и систем измерения температуры масла и т.п.);
- проверяют действие переключающего устройства РПН путем ручного прокручивания его из первого положения в последнее и обратно;
- забирают пробу масла для анализа из бака T и из бака контактного устройства РПН;
- измеряют тангенс угла диэлектрических потерь $\text{tg}\delta$ изоляции обмоток и сопротивление обмоток постоянному току (для T напряжением 110 кВ и выше).

Трудоемкость этих работ обычно составляет 10–12 % трудоемкости текущего ремонта.

Текущие ремонты трехфазных двухобмоточных T рекомендуется проводить через $t_{т.р} = 25\,920$ ч ($\pm 20\%$) наработки [3],

а трудоемкость одного текущего ремонта D_T , чел.-ч, определять по формуле

$$D_T = 3,79(S_{\text{НОМ}})^{0,59}, \quad (11)$$

где $S_{\text{НОМ}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

При текущем ремонте выполняют следующие работы: наружный осмотр трансформатора и всей арматуры, устранение обнаруженных дефектов (течи масла из вводов, в системе охлаждения и т.д., подтяжка всех болтовых соединений, в первую очередь вводов, ошиновки, системы охлаждения); чистка изоляторов и бака, спуск влаги и грязи из расширителя, регулирование давления масла в маслонаполненных вводах, проверка и протирка маслоуказательных стекол; проверка газовой защиты, целостности мембраны выхлопной трубы, исправности предохранительных клапанов и стрелочных маслоуказателей; доливка масла в трансформатор; взятие пробы масла для испытания из бака трансформатора и бака контактора устройства РПН; проверка маслоуказателей, спускного крана, уплотнений; проверка пробивных предохранителей, состояние защитного и рабочего заземления; проверка исправности термосифонных фильтров (замена силикагеля); замена масла и силикагеля во влагоосушителях; осмотр и чистка охлаждающих устройств; регламентные работы на двигателях вентиляторов и маслонасосов, в шкафах управления системы охлаждения; проверка переключающего устройства (прокручивание с первого положения в последнее и обратно устройства РПН); проверка устройств охлаждения; измерение сопротивления изоляции обмоток до и после ремонта; проверка состояния контактных соединений; в случае необходимости окраска и восстановление надписей назначения.

Капитальные ремонты T указанных выше мощностей в [3] рекомендуется проводить через 103680 ч ($\pm 15\%$) наработки.

При капитальном ремонте выполняют все операции текущего ремонта, а также сливают (откачивают) масло с взятием пробы для химического анализа и проводят ревизию всех элементов и узлов T , в том числе электрических аппаратов и контактов, вынимают сердечник из бака, демонтируют радиаторы системы охлаждения, чистят бак внутри, разбалчивают и расшихтовывают (при необходимости) верхнее ярмо магнитопровода с распрес-

совкой и снятием катушек с их заменой или ремонтом, сушат и пропитывают обмотки, проверяют мегаомметром сопротивления изоляции стяжных шпилек с заменой дефектной изоляции, демонтируют термосифонные фильтры с заменой силикагеля, ремонтируют охлаждающие и маслоочистительные устройства, производят покраску бака, заливают трансформаторное масло, устанавливают контрольно-измерительные приборы, сигнальные и защитные устройства.

Трудоемкость работ при капитальном ремонте T одинаковой мощности примерно в 5–5,2 раза выше, чем при производстве текущего ремонта. Ее можно рассчитать по формуле

$$D_{к.р} = 18,96(S_{НОМ})^{0,59}. \quad (12)$$

Продолжительность простоя T в капитальном ремонте в 5,2–8,2 раза больше, чем при текущем ремонте.

При ремонте T и трансформаторных подстанций во взрывозащищенном исполнении выполняют дополнительные работы, связанные с ремонтом взрывонепроницаемых оболочек, блокировок и уплотнением кабельных вводов.

3.3.5. Эксплуатация трансформаторного масла

Трансформаторное масло (далее ТМ) в масляных трансформаторах (МТ), автотрансформаторах и масляных реакторах используют в качестве охлаждающей среды и изоляции. При этом важное значение имеет вязкость ТМ, изменяющаяся в зависимости от температуры и во времени за счет его старения. При положительной температуре ТМ менее вязко, при отрицательной – вязкость растет.

Высокая вязкость затрудняет прокачиваемость ТМ и ухудшает работу систем охлаждения. Свежее ТМ перед заливкой в оборудование должно иметь вязкость не выше 1,9 с по Энглеру (время, с, истечения 200 ч ТМ через мерное отверстие).

Для определения диэлектрических параметров ТМ оно проходит три стадии испытаний: перед заливкой в оборудование, после заливки перед включением ЭО под напряжением после монтажа и путем периодического отбора проб и их лабораторного анализа в процессе эксплуатации.

В зависимости от числа видов испытаний анализы ТМ разделяют на полные и сокращенные.

При полном анализе производят 11 видов испытаний: определяют пробивное напряжение, кислотное число, температуру вспышки, влагосодержание, содержание водорастворимых кислот и щелочи и механических примесей, $\text{tg}\delta$ – тангенс угла диэлектрических потерь, содержание антиокислительной присадки, температуру застывания, газосодержание и стабильность против окисления (для силовых и измерительных МТ 110 и 220 кВ).

Каждую партию свежего трансформаторного масла, поступившего с завода, перед заливкой в оборудование подвергают однократным испытаниям по программе полного анализа.

Перед включением ЭО под напряжением после монтажа ТМ подвергают анализу:

- из МТ напряжением 35 кВ включительно – по перечню в табл. 15 за исключением испытаний температуры вспышки в закрытом тигле, $\text{tg}\delta$ и на содержание водорастворимых кислот и щелочей;

- из МТ напряжением 110 кВ и выше – по программе сокращенного анализа (табл. 15);

- из МТ с пленочной защитой ТМ – по программе сокращенного анализа и дополнительно – на газосодержание.

ТМ из МТ с РПН из бака контактора регулирования напряжения под нагрузкой испытывают в соответствии с инструкцией завода-изготовителя РПН.

Из герметизированных МТ проба ТМ не отбирается.

ТМ из МТ до 630 кВ·А испытывают на пробивное напряжение, кислотное число и температуру вспышки.

Таблица 15

Показатели качества при сокращенном анализе масла

№ п/п	Наименование показателей	Категория электрооборудования (ЭО)	Перед заливкой		При эксплуатации	
			Свежее	Регенерированное	Нормально допустимое	Пределно допус-

						тимое
1	2	3	4	5	6	7
1	Пробивное напряжение, кВ, не менее	До 15 кВ	30	30		20
		До 35 кВ	35	35		25
		До 150 кВ	60	60	40	35
2	Кислотное число, мг КОН/г масла, не более	До 220 кВ включит.	0,02	0,05	0,1	0,25
3	Температура вспышки в закрытом тигле, °С, не ниже	До 220 кВ включит.	135	130	Снижение не более чем на 5 °С по сравнению с предыдущим анализом	125
4	Влагосодержание, % массы (г/г), не более	Силовые и измерительные <i>T</i>	–	0,002	–	0,003
5	Механические смеси	До 220 кВ			Отсутствие	
6	Водорастворимые кислоты и щелочи	До 220 кВ включит.	Отсутствие			
		Силовые и измерительные <i>T</i>			0,014	–
7	tgδ при 90 °С, %, не более	Силовые <i>T</i> до 220 кВ	1,7	1,5		5
		Измерительные <i>T</i> 220 кВ	1,7			
		ЭО до 150 кВ включит.			8	10

Примечание: *T* – трансформаторы

Как видно из табл. 15, для ТМ, находящегося в эксплуатации, установлено две области значений по показателям качества:

– «нормально допустимое» – в указанных пределах изменений характеристик масла гарантируется нормальная работа МТ, а контроль его состояния проводят по показателям сокращенного анализа;

– «предельно допустимое» – при характеристиках масла выше указанных как «нормально допустимое», но ниже «пре-

дельно допустимое» требуется установить более учащенный и расширенный контроль его состояния и принять меры по восстановлению эксплуатационных свойств (регенерации) или заменить масло.

Этим областям соответствуют нормы показателей качества ТМ, приведенные в табл. 15.

Отбор проб ТМ для испытания производят из нижних точек баков МТ, а у маслonaполненных вводов, не имеющих устройств для отбора проб, ТМ отбирают сифоном из нижней части ввода.

Испытания ТМ из МТ напряжением 35 кВ включительно проводят:

- не реже 1 раза в 5 лет из трансформаторов мощностью выше 630 кВ·А, работающих с термосифонными фильтрами, служащими для регенерации масла в процессе его эксплуатации;

- не реже 1 раза в 2 года из трансформаторов выше 630 кВ·А, работающих без термосифонных фильтров;

- после капитальных ремонтов.

У трансформаторов напряжением 110 кВ и выше испытание масла проводят не реже 1 раза в 2 года, а также при комплексных испытаниях МТ.

Отбор проб ТМ на химанализ проводят при температуре изоляции не менее +5 °С.

Предприятие, имеющее на балансе маслonaполненное оборудование, должно хранить неснижаемый запас ТМ не менее 110 % объема наиболее вместимого аппарата (МТ).

В процессе эксплуатации ТМ его анализ проводят:

- из МТ напряжением до 35 кВ включительно – по программе сокращенного анализа за исключением tgδ (шесть видов испытаний);

- из МТ 110 кВ и выше – по программе сокращенного анализа (семь видов испытаний) и дополнительно на содержание антиокислительной присадки и на температуру застывания (два вида испытаний);

- из баков контакторов устройств РПН – в соответствии с инструкцией завода-изготовителя на пробивное напряжение (на

влажностное содержание и на наличие механических примесей – визуально).

Если при лабораторном анализе будут обнаружены более низкие показатели качества ТМ по сравнению с установленными нормами, то принимают меры по восстановлению утраченных его свойств.

Качество ТМ снижается в процессе эксплуатации за счет загрязнения, увлажнения и накопления продуктов окисления.

При этом ТМ теряет свои химические и электрофизические свойства и происходит необратимый процесс его старения. Продукты старения в виде шлама накапливаются на активных частях МТ, что затрудняет отвод тепла. ТМ стареет за счет совместного воздействия на него электрического поля и кислорода, активность которого усиливается в присутствии влаги, попадающей извне.

Окислению ТМ способствуют высокие рабочие температуры, солнечный свет и присутствие в нем солей металлов (особенно меди и железа), являющихся катализаторами этого процесса. При наличии в ТМ электрического поля в нем накапливается больше влаги, чем в тех же условиях, но без электрического поля. Капли воды и частицы загрязнений располагаются в электрическом поле вдоль его силовых линий, что приводит к резкому снижению электрической прочности ТМ. Восстанавливают утраченные свойства ТМ очисткой, осушкой и регенерацией.

Очистка и осушка ТМ. ТМ очищают от механических примесей и влаги центрифугированием и фильтрованием через бумажные фильтры. В последние годы для осушки ТМ применяют цеолиты – водные алюмосиликаты кальция или натрия. Цеолит содержит огромное количество пор, имеющих размер молекул. При прохождении ТМ через слой высушенного цеолита находящаяся в нем влага проникает в поры и удерживается в них. Насыщенный влагой цеолит восстанавливают продувкой горячим воздухом.

Регенерация – это процесс удаления из ТМ продуктов старения (продуктов окисления). Для этой цели применяют различного рода адсорбенты. Восстанавливающие свойства адсорбентов основаны на способности осаждать на их поверхности продукты старения ТМ. Между молекулами адсорбента и адсорбируемого

вещества действуют силы межмолекулярного притяжения без какой-либо химической реакции.

В качестве адсорбента используют силикагель (крупнопористый марки КСК и мелкопористый КСМ).

При регенерации ТМ прокачивают через наполненный адсорбентом бак – адсорбер.

Предохранение ТМ от увлажнения и окисления. ТМ активно поглощает влагу из окружающей среды.

Для предотвращения увлажнения ТМ влагой из воздуха действующие правила ограничивают длительность разгерметизации МТ при осмотрах активной части и обмоток. Это время должно быть не более:

– 24 ч для МТ напряжением 35 кВ при относительной влажности воздуха до 75 % и 16 ч при относительной влажности до 85 %;

– 16 ч для МТ напряжением 110 кВ и более при относительной влажности до 75 % и 10 ч при относительной влажности до 85 %.

Если время осмотра МТ, т.е. контакта ТМ с воздухом, превышает указанное выше, но не более чем в два раза, то проводят контрольную подсушку масла.

В процессе эксплуатации МТ масло может контактировать с влажным окружающим воздухом через дыхательные трубки расширителей, предназначенных для компенсации изменения его объема вследствие колебаний температуры. Для предотвращения такого контакта дыхательные (опускные) трубки соединяют с воздухоосушающими фильтрами (рис. 11).

Фильтр заполняют силикагелем, предварительно просушенным при температуре 140–150 °С в течение 8 ч и пропитанным хлористым

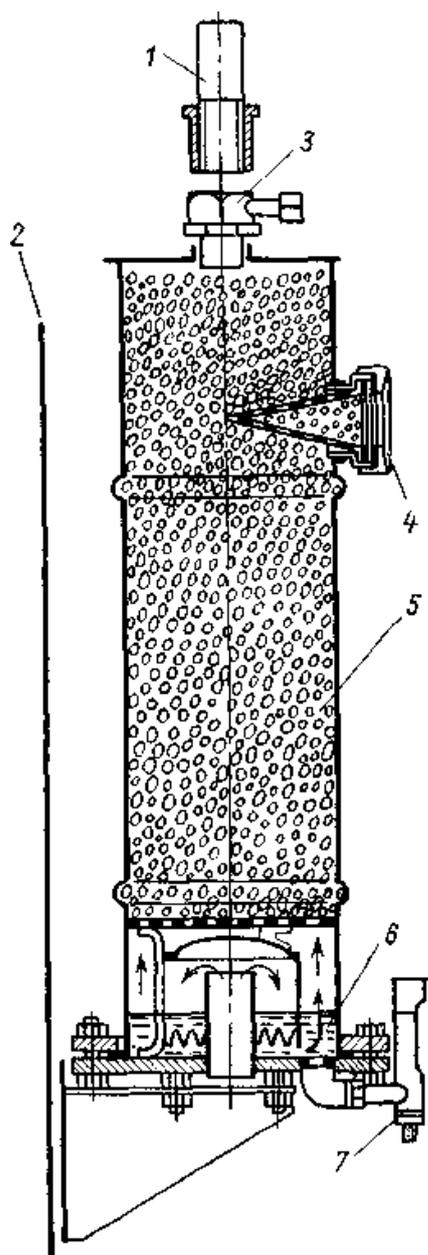


Рис. 11. Воздухоочистительный фильтр трансформатора: 1 – дыхательная трубка трансформатора; 2 – стенка бака; 3 – соединительная гайка; 4 – смотровое окно патрона с индикаторным силикагелем; 5 – зерна силикагеля; 6 – масляный затвор; 7 – указатель уровня масла в затворе

кальцием для повышения влагопоглощаемости. В нижней части фильтра размещен масляный затвор 6, работающий по принципу сообщающихся сосудов. Он очищает проходящий через него воздух от механических примесей и устраняет прямой контакт ТМ в расширителе с окружающей средой.

При понижении температуры МТ объем ТМ в нем уменьшается. В расширителе создается разрежение и соотношение уровней ТМ в затворе изменяется. Когда уровень ТМ в внешней полости затвора упадет настолько, что обнаружится край затворного цилиндра, порция атмосферного воздуха прорвется через затвор, пройдет через поглотитель влаги и попадет в расширитель. При нагревании МТ процесс произойдет в обратном направлении. Затворы рекомендуется заполнять маслом АМГ-10, а в северных районах – МВП.

В верхней части фильтра имеется патрон 4 со смотровым окном, закрытым стеклом. В патрон помещают индикаторный силикагель, пропитанный хлористым кобальтом для придания ему голубого цвета. Воздухоочищающая способность фильтра определяется визуально по из-

менению цвета индикаторного силикагеля из голубого в розовый. Розовый цвет даже нескольких зерен индикаторного силикагеля свидетельствует об его увлажнении и необходимости замены всего силикагеля. Средний срок службы силикагеля в воздухоочистительных фильтрах составляет 1-2 года. Замену масла в масляных затворах производят через 2-3 года.

В МТ мощностью 1000 кВ·А и более ТМ должно подвергаться непрерывной регенерации в термосифонных или адсорбционных фильтрах для поддержания необходимого его качества.

В этих фильтрах адсорбентом служит, как правило, силикагель.

Термосифонный фильтр – это заполненный адсорбентом металлический цилиндр, присоединенный к верхнему и нижнему патрубкам бака МТ с естественным и дутьевым охлаждением.

Вследствие разности температур верхних и нижних слоев ТМ в баке работающего МТ происходит естественная его циркуляция через термосифонный фильтр сверху вниз, в результате чего происходит очистка ТМ от продуктов окисления (рис. 12).

Адсорберы имеют аналогичное устройство и применяются в МТ с принудительной циркуляцией ТМ (системы охлаждения ДЦ и Ц).

При анализе проб ТМ обращают внимание на температуру вспышки ТМ в закрытом тигле.

Снижение этого показателя качества ТМ по результатам анализа проб свидетельствует об ненормальных (предаварийных) процессах в МТ. При температуре вспышки ТМ ниже 125 °С его необходимо подвергнуть специальной очистке в стационарных установках – фильтр-прессах, центрифугах и т.п.

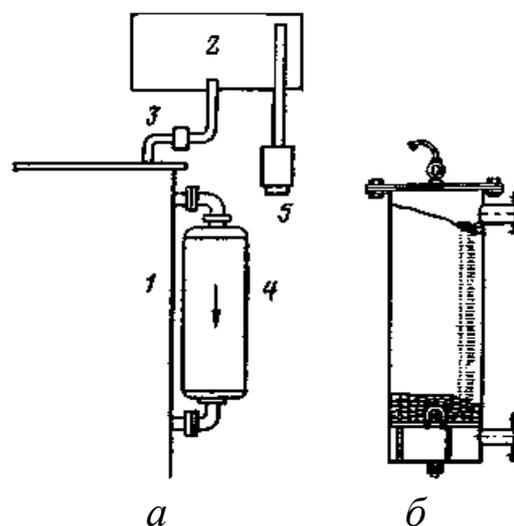


Рис. 12. Устройство для непрерывной регенерации масла в трансформаторах (а) и конструкция термосифонного фильтра (б): 1 – бак трансформатора; 2 – расширитель; 3 – газовое реле; 4 – термосифонный фильтр; 5 – воздухоосушитель

Азотная защита устраняет контакт ТМ в расширителе МТ с атмосферным воздухом. Наиболее распространена азотная защита с низким (не более 3 кПа) давлением азота и эластичным резервуаром для компенсации увеличения или уменьшения объема газа при температурных колебаниях ТМ.

Пленочная защита основана на герметизации ТМ подвижной пленкой, помещаемой в расширителе и изолирующей его от соприкосновения с атмосферным воздухом. Недостатком пленочной защиты является сложность размещения и герметизации эластичных пленок внутри расширителя и невозможность повседневного визуального контроля за их исправностью.

Присадки, увеличивающие срок службы ТМ. Повышение стабильности регенерированного ТМ в эксплуатации достигается применением специальных присадок, тормозящих процесс его окисления. В зависимости от механизма действия присадки относят к следующим группам:

- ингибаторы – антиокислители (ионол);
- деактиваторы (антраниловая кислота) – вещества, уменьшающие каталитическое действие растворимых в ТМ соединений, содержащих металлы;
- пассиваторы – вещества, образующие на металле пленку, предохраняющую ТМ от каталитического действия металлов.

Практика показала, что введение в ТМ ионола (0,2 % массы) и антраниловой кислоты (0,02–0,05 % массы) существенно продлевает срок службы ТМ.

Доливку ТМ в МТ, залитые маслом с присадками, производят таким же ТМ, которое было залито первоначально. Не допускается смешение ТМ, полученного из нефтей разных месторождений, без проверки влияния на них присадок.

3.4. Эксплуатация распределительных устройств и коммутационных аппаратов

3.4.1. Основные требования к распределительным устройствам

Распределительные устройства (РУ) в ЭУ представляют комплекс сооружений и оборудования для приема и распределения ЭЭ. Основным оборудованием РУ являются сборные и со-

единительные шины, коммутационные аппараты и вторичные цепи с входящим в их состав оборудованием.

РУ разделяют на открытые (**ОРУ**) и закрытые (**ЗРУ**). Широкое применение получили комплектные распределительные устройства для внутренней (**КРУ**) и для наружной установки (**КРУН**).

К оборудованию и помещениям РУ всех напряжений предъявляются следующие основные требования:

- ЭО по своим характеристикам должно соответствовать условиям работы при нормальных режимах и при коротких замыканиях (КЗ). Аппараты, шины и изоляторы должны обладать необходимой термической и динамической стойкостью;

- класс изоляции ЭО должен соответствовать номинальному напряжению сети, а устройства защиты от перенапряжений – уровню изоляции;

- оборудование не должно повреждаться или отказывать при возможных перегрузках;

- помещения РУ должны быть безопасны и удобны при обслуживании ЭО персоналом при всех режимах работы и при ремонте и должны быть предохранены от проникновения в них животных и птиц;

- при расположении ЭО в местности с загрязненной атмосферой должны осуществляться меры, обеспечивающие работоспособность изоляции: в ОРУ – усиление, обмывка, очистка, покрытие гидрофобными пастами; в ЗРУ – защита от проникновения пыли и агрессивных газов; в КРУН – герметизация шкафов и обработка изоляции гидрофобными пастами;

- нагрев наведенным током конструкций вблизи токоведущих частей и доступных для прикосновения персонала должен быть не выше 50 °С;

- температура воздуха внутри помещений ЗРУ в летнее время должна быть не более 40 °С;

- температуру разъемных соединений шин в РУ необходимо контролировать по утвержденному ОЗЭХ графику;

- покрытие полов в ЗРУ, КРУ и КРУН должно быть таким, чтобы была исключена возможность образования цементной пыли;

– двери и окна в помещении РУ должны быть всегда закрыты, а проемы в перегородках между аппаратами, содержащими масло, заделаны;

– отверстия в местах прохождения кабелей должны быть уплотнены;

– кабельные каналы и наземные кабельные лотки ОРУ и ЗРУ должны быть закрыты несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов, лотков, с этажей и переходы между кабельными отсеками должны быть уплотнены огнеупорным материалом;

– на всех ключах, кнопках и рукоятках управления должны быть надписи, указывающие операцию, для которой они предназначены («Включать», «Отключать», «Убавить», «Прибавить» и др.);

– на сигнальных лампах и сигнальных аппаратах должны быть надписи, указывающие характер сигнала («Включено», «Отключено», «Перегрев» и др.);

– выключатели и их приводы должны иметь указатели отключенного и включенного положений;

– приводы разъединителей, заземляющих ножей, отделителей, короткозамыкателей и другого оборудования, отделенного от аппаратов стенкой, должны иметь указатели отключенного и включенного положений;

– персонал, обслуживающий РУ, должен располагать документацией по допустимым режимам их работы в нормальных и аварийных условиях;

– помещения РУ должны иметь рабочее и аварийное освещение и должны быть оборудованы средствами пожаротушения;

– на дверях и внутренних стенках камер ЗРУ, оборудовании ОРУ, лицевых и внутренних частях КРУ и КРУН, сборках, а также на лицевой и оборотной сторонах панелей щитов должны быть выполнены надписи, указывающие назначение присоединений и их диспетчерское наименование.

Задачами эксплуатации РУ являются:

– содержание ЭО в исправном состоянии и обеспечение его работоспособности при всех возможных режимах работы;

– обеспечение соответствия режимов работы РУ и отдельных цепей техническим характеристикам ЭО;

– обеспечение надзора и ухода за ЭО и помещениями РУ, а также своевременное устранение возникших или обнаруженных неисправностей и отказов;

– профилактические проверки, измерения и испытания при эксплуатации РУ должны проводиться в объемах и в сроки, предусмотренные нормами испытания ЭО.

Осмотр РУ без отключения должен проводиться:

– постоянным дежурным персоналом – не реже 1 раза в сутки;

– в темное время суток для выявления разрядов, свечения слабых контактов под воздействием тока нагрузки (светлячков) и коронирования – не реже 1 раза в месяц;

– на объектах без постоянного дежурного персонала – не реже 1 раза в месяц, а в трансформаторных и распределительных пунктах – не реже 1 раза в 6 месяцев.

При неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололед и т.п.) или сильном загрязнении на ОРУ должны быть организованы дополнительные осмотры.

Обо всех замеченных неисправностях персонал должен производить записи в журнал дефектов и неполадок на оборудовании, а информацию о них сообщать ОЗЭХ.

3.4.2. Эксплуатация сборных и соединительных шин

Сборные и соединительные шины ЗРУ 6–10 кВ выполняют из одной или нескольких алюминиевых полос, закрепленных на опорных изоляторах. При больших токах (более 2000 А) применяют шины швеллерного профиля. Для компенсации температурных механических напряжений применяют вставки из изогнутых медных или алюминиевых лент, соединенных последовательно с шинами. На ОРУ шины выполняют гибкими проводами или жесткими трубами.

Гибкую ошиновку крепят к гирляндам подвесных изоляторов, а в условиях загрязненной атмосферы – к гирляндам изоляторов с развитой боковой поверхностью.

В процессе эксплуатации сборных и соединительных шин проверяют сопротивление изоляции подвесных и опорных фарфоровых изоляторов, испытывают изоляцию повышенным на-

пряжением, проверяют соединения вводов и проходных изоляторов, контролируют контактные соединения, в том числе путем тепловизионного контроля.

Сопротивление изоляции изоляторов измеряют мегаомметром на напряжение 2500 В при положительной температуре окружающего воздуха. Сопротивление каждого подвесного изолятора или каждого элемента многоэлементного изолятора должно быть не менее 300 МОм.

Испытание изоляции повышенным напряжением промышленной частоты производят в зависимости от материала изолятора и класса напряжения ЭУ по данным табл. 7. Вновь устанавливаемые многоэлементные или подвесные изоляторы испытывают повышенным напряжением 50 кВ частоты 50 Гц, прикладываемым к каждому элементу изолятора.

Тепловизионный контроль проводят при межремонтных испытаниях и измерениях в соответствии с установленными нормами и инструкциями заводов-изготовителей.

Измерения и испытания вводов и проходных изоляторов проводят в сроки, устанавливаемые системой ППР. При этом измеряют сопротивление основной изоляции мегаомметром на напряжение 2500 В (оно должно быть не менее 500 МОм), испытывают повышенным напряжением промышленной частоты по табл. 7, испытывают трансформаторное масло из маслонеполненных вводов, проверяют качество уплотнений вводов и измеряют тангенс угла диэлектрических потерь ($\text{tg}\delta$). Измерения $\text{tg}\delta$ производят с одновременным измерением емкости основной изоляции в ЭУ напряжением 10 кВ и выше. Предельные значения $\text{tg}\delta$, %, основной изоляции вводов и проходных изоляторов в ЭУ напряжением 35 кВ при температуре 20 °С составляют:

- твердая изоляция с масляным заполнением – 1,5;
- бумажно-бакелитовая изоляция с мастичным заполнением – 9,0.

Контактные соединения шин должны быть прочными и снабжены пружинными шайбами, предотвращающими самоотвинчивание крепежных деталей, а сварные соединения не должны иметь раковин и непроваренных швов.

3.4.3. Эксплуатация комплектных распределительных устройств

Комплектные распределительные устройства (КРУ) изготавливают в стационарном и выкатном (выдвижном) исполнении с односторонним (КРУ типа КСО) или с двухсторонним (КС) обслуживанием. При стационарном исполнении все узлы КРУ встраивают внутрь шкафов. Конструктивно все пространство в шкафах разделено металлическими перегородками на отсеки аппаратов высокого напряжения, сборных шин, релейной защиты, измерений и управления.

КРУ комплектуются маломасляными (ВКЭ-М, ВМПЭ, ВМП и др.) и вакуумными выключателями (ВБСК, ВВТЭ, ВБЧЭ, ВБПС, ВВЭ, ВБПВ и др.), шинными, линейными и заземляющими разъединителями, трансформаторами тока и напряжения, средствами управления и защиты.

При выкатном (выдвижном) исполнении КРУ выключатель, разъединители, измерительные трансформаторы размещают в шкафу на выкатной тележке. Эта тележка или выкатная (выдвижная) часть КРУ в корпусе шкафа может занимать два фиксированных положения: рабочее и испытательное (контрольное). В рабочем положении выключатель находится под нагрузкой или под напряжением, если выключатель выключен. В испытательном положении тележки напряжение с выключателя снимается размыканием первичных разъединяющих контактов, заменяющих собой разъединители. При этом вторичные цепи могут оставаться замкнутыми и выключатель может быть опробован на включение и отключение. Для перемещения тележки из рабочего в испытательное положение и обратно предусмотрено механическое устройство доводки, облегчающее усилия, затрачиваемые при ее перемещении, и обеспечивающее точное вхождение разъединяющих контактов при вкатывании ее в шкаф. Для ремонта выключателя тележку полностью выкатывают из шкафа (ремонтное положение).

Для защиты персонала от случайного прикосновения к токоведущим частям, находящимся под напряжением, в КРУ предусмотрена блокировка. В КРУ стационарного исполнения блокируются сетчатые двери ячеек, которые открываются только

после отключения выключателя и разъединителей присоединения. В КРУ выкатного исполнения имеются автоматически действующие шторки, закрывающие доступ в отсек неподвижных контактов при выкаченной тележке. Кроме того, имеется оперативная блокировка, исключающая возможность производства ошибочных операций. При эксплуатации шкафов КРУ не допускается принудительно деблокировать аппараты и защитные ограждения, отвинчивать съемные детали шкафов, поднимать и открывать шторки, препятствующие проникновению в отсек при наличии там напряжения.

Блокировочные устройства КРУ, кроме механических, должны быть постоянно опломбированы. Персоналу, выполняющему переключения, самовольно деблокировать эти устройства не разрешается.

Для наложения заземлений в РУ напряжением выше 1000 В должны, как правило, применяться стационарные заземляющие ножи, рукоятки которых должны быть окрашены в красный цвет, а приводы – в черный. Операции с ручными приводами аппаратов должны производиться с соблюдением правил безопасности.

При отсутствии стационарных заземляющих ножей должны быть подготовлены и обозначены места присоединения переносных заземлений к токоведущим частям и заземляющему устройству.

При эксплуатации КРУ и КРУН производят осмотры и измерения и испытания в соответствии с графиками ППР. Измерение сопротивления изоляции первичных цепей (главных токоведущих цепей) производят мегаомметром на напряжение 2500 В. Оно должно быть не менее 300 МОм при напряжении ЭУ 3–10 кВ и не менее 1000 МОм при напряжении свыше 15 кВ. Измерения сопротивления изоляции вторичных цепей производят мегаомметром на напряжение 1000 В. Минимальные допустимые значения сопротивления изоляции приведены в табл. 5. Испытания изоляции полностью смонтированных ячеек повышенным напряжением промышленной частоты проводят по нормам, приведенным в табл. 7. Длительность приложения испытательного напряжения для фарфоровой изоляции должна быть не менее 1 мин. Если изоляция ячеек содержит элементы из твердых органических материалов, то длительность приложения напряжения составляет

5 мин. При этом виде испытаний все выдвижные элементы с выключателями устанавливают в рабочее положение (выключатели включены), выдвижные элементы с силовыми и измерительными трансформаторами и разрядниками выкатывают в испытательное (контрольное) положение. Силовые кабели на время испытаний должны быть отсоединены.

При межремонтных испытаниях и измерениях проверяют соосность и точность вхождения подвижных контактов в неподвижные. Несоосность контактов не должна превышать 4–5 мм, а вертикальный люфт ламелей разъединяющих контактов выкатной тележки должен быть в пределах 8–14 мм. Вхождение подвижных контактов в неподвижные должно быть не менее 15 мм с запасом хода не менее 2 мм.

При капитальных ремонтах КРУ производят выборочные измерения сопротивления постоянному току разъёмных контактов, если позволяет конструкция КРУ или КРУН. Оно должно соответствовать указаниям заводов-изготовителей, а при их отсутствии – в зависимости от номинального тока контактов: 400 А – 75 мкОм; 630 А – 60 мкОм; 1000 А – 50 мкОм. Сопротивление связи заземления выдвижного элемента с корпусом не должно превышать 0,1 Ом.

При осмотрах КРУ и КРУН проверяют состояние выключателей, приводов, разъединителей, первичных разъединяющих контактов, блокировок, загрязненность и отсутствие видимых повреждений изоляторов, состояние вторичных цепей, гибких связей соединителей, действие кнопок управления выключателей, находящихся в испытательном положении. Уровень масла в выключателях проверяют через смотровые окна и сетчатые ограждения. Проверяют работу сети освещения и отопления помещений и шкафов РУ.

Практикой установлено, что при эксплуатации КРУН может происходить повышение относительной влажности воздуха в шкафах (в отдельные периоды до 100 %) и выпадение открытой росы на поверхности изоляторов при резких перепадах температуры наружного воздуха, что приводит к перекрытию изоляции по загрязненной поверхности. Чтобы избежать подобных явлений, необходимо систематически очищать изоляторы от пыли и загрязнений и смазывать их поверхности гидрофобными паста-

ми. Гидрофобное покрытие препятствует возникновению сплошных, проводящих ток дорожек при загрязнении и увлажнении поверхности изоляторов. Положительный эффект дает снижение относительной влажности воздуха внутри шкафов КРУН до 60–70 % за счет уплотнения дверей и мест стыковки шкафов, утепление стенок и дверей минераловатными плитами и установка автоматических устройств электрообогрева, включающихся при недопустимом повышении относительной влажности воздуха.

3.4.4. Эксплуатация выключателей

Выключатели в ЭУ промышленных предприятий служат для коммутации электрических цепей при всех возможных эксплуатационных режимах: включение и отключение токов нагрузки, КЗ, намагничивание трансформаторов, зарядных токов линий и шин.

В конструкции выключателей заложены различные принципы гашения дуги и используются разные материалы гасящей среды (трансформаторное масло, сжатый воздух, твердые газогенерирующие материалы, вакуум и т.д.). Выключатели (далее В) разделяют на несколько групп:

- масляные В с большим объемом масла (серий ВМБ, МКП и др.);
- масляные В с малым объемом масла (маломасляные серий ВКЭ-М, ВМПЭ, ВМП, ВМГ, ВММ и др.);
- воздушные В (серий ВВГ, ВВУ, ВВН и др.);
- электромагнитные В (серий ВЭМ и др.);
- вакуумные В (серий ВБСК, ВБЧЭ, ВБПС, ВВЭ, ВБПВ, ВВ/TEL и др.);
- В нагрузки (серий ВН, ВНР, ВНРп и др.).

Каждая из групп В обладает определенными техническими характеристиками и имеет преимущества и недостатки, определяющие область их применения и особенности эксплуатации.

При эксплуатации масляных и электромагнитных В межремонтные испытания и измерения, текущие и капитальные ремонты проводят по графикам ППР. При межремонтном обслуживании измеряют сопротивление изоляции вторичных цепей и обмо-

ток электромагнитов управления (ЭМУ) мегаомметром на напряжение 1000 В, сопротивление постоянному току контактов масляных выключателей, измеряют ход подвижной части выключателя и ход контактов при включении, контролируют одновременность замыкания и размыкания контактов, проверяют действие механизма свободного расцепления, испытывают масло баковых В на отсутствие механических примесей и на пробивное напряжение. Оно должно быть у В на напряжение до 15–20 кВ, на напряжение до 25–35 кВ.

Характеристики масляных и электромагнитных В по значениям сопротивления контактов и собственного времени включения и отключения должны соответствовать нормам, приведенным в ПТЭЭП. Например, для В ВМГ-10 $I_{\text{НОМ}} = 630$ А сопротивление контактов должно быть не более 75 мкОм, собственное время включения не более 0,3 с, а выключения – 0,12 с; для В ВМП-10 $I_{\text{НОМ}} = 1000$ А соответственно 40 мкОм, 0,3 и 0,1 с.

При эксплуатации воздушных В при межремонтном обслуживании измеряют сопротивление обмоток и ЭМУ и цепей управления, а при текущем ремонте проверяют срабатывание привода В при пониженном напряжении. ЭМУ должны срабатывать при напряжении не более $0,7U_{\text{НОМ}}$ при питании от аккумуляторных батарей и не более $0,65U_{\text{НОМ}}$ при питании от сети переменного тока через выпрямительные устройства. При этом число операций В-О (включение-отключение) должно соответствовать требованиям ПТЭЭП. При текущем ремонте также проверяют характеристики В по заводским инструкциям и паспортам.

При эксплуатации воздушных В при межремонтных измерениях и испытаниях производят осмотры и зачистку контактов и дугогасительных устройств и измерение сопротивления обмоток и электромагнитов и цепей управления, которое должно соответствовать требованиям заводских инструкций.

При текущих ремонтах измеряют сопротивление постоянному току токоведущих контуров, обмоток и электромагнитов и цепей управления, проверяют срабатывание приводов В при пониженном напряжении, проверяют характеристики В, предписанные заводскими инструкциями и паспортами.

В объем работ при капитальном ремонте воздушных В входит измерение сопротивления изоляции воздухопроводов и под-

вижных частей, выполненных из органических материалов, многоэлементных изоляторов и вторичных цепей и обмоток включающего и отключающего электромагнитов, испытание повышенным напряжением промышленной частоты опорной изоляции, изоляции вторичных цепей и обмоток ЭМУ, измерение сопротивления постоянному току токоведущего контура и испытание В многократными включениями и отключениями.

В настоящее время промышленность выпускает выключатели нагрузки (далее – ВН) типов ВН-16, ВНП-16, ВН-17 и ВНП-17. Здесь буква П означает наличие предохранителя типа ПК. В выключателе ВНП-17 предусмотрено устройство для его автоматического отключения при перегорании вставок в любой фазе для предотвращения неполнофазного режима работы. Возможность коммутации токов нагрузки такими выключателями обусловлена применением простейшего дугогасящего устройства с вкладышем из газогенерирующего материала.

Контактная система ВН устроена таким образом, что при его включении вначале замыкаются дугогасящие контакты за счет их большой длины, а затем – главные контакты; при отключении – наоборот. Гашение дуги происходит в дугогасительной камере газом, выделяющимся в большом количестве при ее горении. При работе ВН происходит износ вкладышей и оплавление дугогасящих контактов, зависящие от отключаемого тока. В табл. 16 приведено допустимое число отключений ВН без замены вкладышей и зачистки контактов. При этом числе отключений тока нагрузки остаточная толщина стенки вкладышей должна быть не менее 0,5–1 мм, а оплавление подвижного и неподвижного дугогасительных контактов в сумме должно быть не более 4 мм. Проверку степени износа газогенерирующих вкладышей и состояния дугогасящих контактов производят периодически по графику, установленному ОЗЭХ в зависимости от частоты циклов ВО ВН. Внеочередные осмотры производят после отключения тока КЗ.

При осмотрах ВН обращают внимание на состояние дугогасительных вкладышей, узлов привода, дугогасительных контактов и изоляторов.

Допустимое число отключений выключателей нагрузки

Отключаемый ток, А	Число отключений при напряжении, кВ	
	6	10
50	300	300
100	200	200
200	185	75
400	80	3

Основной объем работ по техническому обслуживанию ВН выполняется при капитальном ремонте. При этом измеряют сопротивление изоляции вторичных цепей и обмоток ЭМУ, испытывают повышенным напряжением промышленной частоты изоляцию ВН, вторичных цепей и обмоток ЭМУ, измеряют сопротивление постоянному току токоведущего контура и обмоток ЭМУ, определяют степень износа дугогасящих вкладышей и оплавления дугогасительных контактов, проверяют действие механизма свободного расцепления, проверяют срабатывание привода при пониженном напряжении и испытывают ВН многократными включениями и отключениями (3–5 циклов ВО).

3.4.5. Эксплуатация вакуумных выключателей

Разработка и освоение производства вакуумных аппаратов (выключателей и контакторов) стало возможным в результате создания вакуумных дугогасительных камер (ВДК), чему предшествовало многолетнее всестороннее изучение электрических процессов в вакууме. Электрическая дуга в вакууме горит в парах материала катода и может вообще не гореть, если ток будет меньше некоторого значения, которое называют пороговым. Пороговые токи дуги, А, определяются свойствами материала катода и составляют: для вольфрама и меди – 1,6; молибдена и железа – 1,5; хрома – 2,5; висмута – 0,27; сурьмы – 0,3. При этих токах дуга в вакууме может погаснуть не при переходе тока через ноль, а раньше. При этом спад тока происходит со скоростью, значи-

тельно большей, чем при естественном подходе тока к нулю. Ток, при котором дуга обрывается, получил название тока среза. Он возникает потому, что при малом токе образующегося пара катода недостаточно для поддержания горения дуги и она гаснет. Ток среза, скорость изменения которого при самопроизвольном погасании дуги значительно превосходит естественную скорость изменения тока при промышленной частоте, способен вызвать перенапряжения в отключаемой индуктивной цепи в силу известного соотношения $U = -L di / dt$.

Устойчивость дуги повышают, т.е. снижают ток среза, за счет сочетания в материале контактов матрицы, определяющей высокую дугостойкость контакта и небольших включений легколетучих компонентов – висмута, сурьмы, бора, свинца и др. Определенный эффект дает форма контактов, позволяющая создать магнитное поле в зоне горения дуги. В современных вакуумных дугогасительных камерах токи среза не превышают 1,2–3,0 А. При этом в сетях 10–35 кВ возникающие перенапряжения не превышают $(2,5–3,0)U_{\phi}$ и вполне приемлемы для обеспечения нормальной эксплуатации промышленных ЭУ. Проблема возможных перенапряжений в сетях с ВВ при необходимости может быть решена с помощью простых, доступных и дешевых защитных устройств, в том числе путем применения ограничителей перенапряжений типа ОПНп, которые выпускает отечественная промышленность для сетей от 0,4 до 110 кВ.

В ВДК получила применение торцевая контактная система, преимущество которой состоит в том, что она имеет небольшой ход (4–12 мм) и малое время срабатывания.

Важной характеристикой ВДК, кроме номинальных напряжения и тока, является номинальный ток отключения. Его определяют в момент расхождения контактов (МРК) выключателя при отключении тока КЗ [8].

Характер протекания тока КЗ показан на рис. 13, а. Если МРК соответствует точке O , то ток отключения содержит периодическую и апериодическую составляющие.

Периодическая составляющая тока отключения

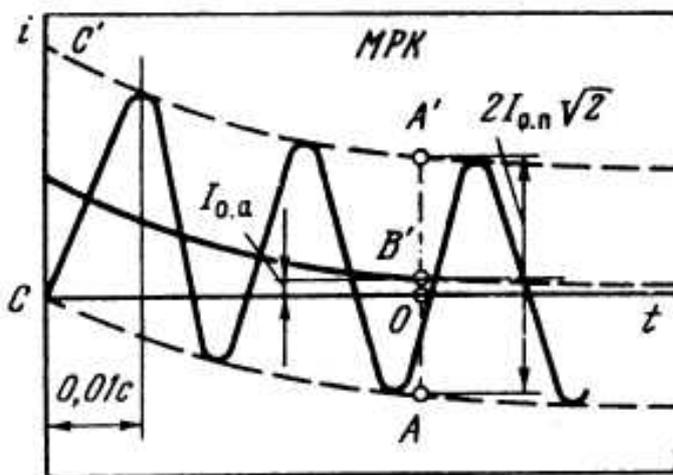
$$I_{o.п} = AA' m_i / 2\sqrt{2};$$

апериодическая составляющая

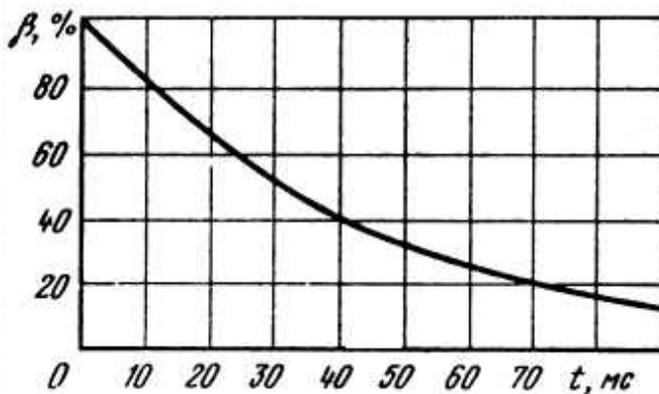
$$I_{0.a} = OB' m_i,$$

где AA' – расстояние между огибающими; OB' – ордината кривой, проведенной как средняя между кривыми CA и $C'A'$; m_i – масштаб по току.

Допустимое значение аperiodической составляющей в токе (%) характеризуется коэффициентом $\beta = I_{0.a} 100 / I_{0.n} \sqrt{2}$, который определяют по кривой (рис. 13, б) для времени, равного собственному времени отключения выключателя с добавлением времени срабатывания защиты (обычно 0,01 с).



а



б

Рис. 13. Кривая изменения тока КЗ (а) и нормированная кривая (б) процентного содержания аperiodической составляющей тока КЗ

Номинальный ток отключения $I_{\text{ном.откл}}$ представляет собой действующее значение периодической составляющей тока КЗ в МРК, который должен отключиться аппаратом при:

- нормированном содержании аperiodической составляющей;
- циклах операций, предусмотренных ГОСТ 687-78;
- напряжении сети $U = U_{\text{ном.раб}}$;
- восстановлении напряжения по ГОСТ 687-78.

Наряду с $I_{\text{ном.откл}}$ для оценки коммутационной способности ВДК используют мощность отключения выключателя:

$$S = \sqrt{3} I_{\text{ном.откл}} U_{\text{ном.раб}}.$$

Ток $I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$ должен отключаться аппаратом многократно. Допустимое число отключений $I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$ задается в технических условиях (ТУ) на ВДК, определяется на основе испытаний и приводится в каталогах (оно составляет до 100 отключений без обслуживания и замены ВДК). Другим показателем коммутационной способности ВДК является допустимое число отключений номинального тока $I_{\text{НОМ}}$ (от 20,0 до 50,0 тыс. операций ВО).

Характеристики ВДК приведены в табл. 17.

После освоения ВДК было создано несколько типов вакуумных аппаратов: выключателей (ВВ) и контакторов (ВК) на напряжение 1,2; 10 и 35 кВ.

ВК класса 1,14 кВ серий КВТ и КВТ2 изготавливают на напряжение 0,4; 0,69 и 1,2 кВ на номинальные токи 160, 250 и 400 А и серии КВТ класса 10 кВ на ток 400 А. ВВ класса 1,14 кВ серий ВВА в стационарном и выкатном исполнении изготавливают на напряжение 0,4; 0,69 и 1,2 кВ на номинальный ток 1000 (1250) А с номинальным током отключения 20 (31,5) кА.

Таблица 17

Характеристики вакуумных дугогасительных камер

Тип камеры	$U_{\text{НОМ}}$, кВ	$I_{\text{НОМ}}$, А	$I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$, кА	Число отключений $I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$	Число ВО при $I_{\text{НОМ}}$, 10^3
КДВ2-1,14-2,5 / 250	1,2	250	2,5	—	500–1600
КДВ2-1,14-4,0 / 400	1,2	400	4,0	—	500–1600
КДВН10-16 / 1000	10	1000	16	50	50
КДВХ 5-10 / 1600	10	1600	20	50	50
КДВХ 4-10 / 3150	10	3150	31,5	50	10
КДВХ 35-25 / 1600	35	1600	25	50	25

ВВ класса 10 кВ серий ВБЭМ, ВБ, ВБР, ВБПП, ВБЭ выпускают на токи 630–3150 А выкатного и стационарного исполнения для комплектации КРУ и замены отработавших ресурс маломасляных выключателей во всех КРУ и КСО прежних лет выпуска.

В обозначении ВВ указывают номинальное напряжение, кВ, номинальный ток $I_{\text{НОМ}}$, А, номинальный ток отключения $I_{\text{НОМ.ОТКЛ}}$, кА, климатическое исполнение и категорию размещения по ГОСТ 15550-69 и ГОСТ 15543.1-89.

Зарубежная и отечественная практика показали, что применение вакуумных выключателей (ВВ) в ЭУ промышленных предприятий приводит к существенному повышению надежности электроснабжения и к снижению затрат на ремонт и обслуживание. Снизились расходы материалов на вакуумные аппараты – ВВ и контакторы и на комплектуемые ими распределительные устройства [8].

Эксплуатация ВВ и ВК сводится к фиксации числа отключаемых токов КЗ и из значений, систематической очистке ВДК от пыли и регулированию приводов и хода контактов, а также к тепловизионному контролю в соответствии с установленными нормами и инструкциями заводов-изготовителей.

При капитальных ремонтах ВВ, проводимых по графикам ППР, испытывают электрическую прочность изоляции главных цепей ВВ, в том числе прочность вакуумного промежутка между разведенными контактами ВДК, измеряют сопротивление токоведущего контура между выводами полюсов ВВ при включенном положении ВДК и сопротивление изоляции вторичных цепей и ЭМУ, проверяют одновременность замыкания контактов ВДК и минимальное напряжения срабатывания ЭМУ и испытывают многократным опробованием.

При приложении к разомкнутым контактам ВДК испытательного напряжения промышленной частоты выше 20 кВ они становятся источниками мягкого рентгеновского излучения. Поэтому при проведении таких испытаний для снижения воздействия излучения на персонал до норм, обусловленных действующими правилами, необходимо применять защитные экраны из стального листа толщиной не менее 2 мм или из стекла ТФ по ГОСТ 9641-75 толщиной не менее 15 мм. Испытывают электрическую прочность ВДК приложением напряжения промышлен-

ной частоты 45 кВ в течение 1 мин с уставкой тока утечки испытательного прибора не более 20 мА.

Сопротивление токоведущего контура измеряют методом амперметра и вольтметра на постоянном или выпрямленном напряжении при токе не более $0,2I_{\text{ном}}$ ВВ. Это сопротивление нормировано в зависимости от номинального тока ВВ и должно быть не более:

- при $I_{\text{ном}} = 630 \text{ А}$ – 85 мкОм;
- $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ – 65 мкОм;
- $I_{\text{ном}} = 1600 \text{ А}$ и более – 40 мкОм.

Если сопротивление окажется выше указанных выше значений, то проверяют и подтягивают крепежные детали всех контактных соединений.

Разрегулировка одновременности замыкания контактов ВДК ВВ может повлечь за собой формирование перенапряжений с крутым фронтом волны, особенно опасных для вращающихся машин. Поэтому регулировать одновременность включения и отключения ВДК необходимо с помощью миллисекундомера по инструкции завода-изготовителя.

ЭМУ должны срабатывать при напряжениях:

- электромагниты включения – $0,85$ номинального напряжения цепи управления $U_{\text{ном.ЭМУ}}$;
- электромагниты отключения – $0,7 U_{\text{ном.ЭМУ}}$.

При многократном опробовании число операций ВО должно составлять 3–5 с выдержкой времени и 2–3 без выдержки времени.

При использовании ВВ в качестве включающих аппаратов вращающихся машин в некоторых случаях может потребоваться измерение перенапряжений, возникающих при отключении тока холостого хода.

3.4.6. Эксплуатация разъединителей, отделителей и короткозамыкателей

Основное назначение разъединителей – создание видимого разрыва, отделяющего от сборных шин под напряжением вводимое в ремонт ЭО для безопасного производства работ. Разъединители не имеют дугогасительных устройств, а поэтому их применяют для непосредственного включения и отключения ЭО

в тех случаях, когда ток в коммутируемой цепи во много раз меньше их номинального тока. Разъединители используют также при различных переключениях электрических цепей в схемах РУ, например при переводе присоединений с одной системы шин на другую. В системах электроснабжения применяют разъединители типов РВО, РВ, РВФ, РВР, РЛНД, РНД и др.

При отключенном выключателе проведение операций с разъединителями под напряжением сопровождается разрывом тока, обусловленного емкостью присоединенных токоведущих частей или ВЛ. Зарядные токи ЭО и сборных шин всех напряжений (кроме конденсаторных батарей и длинных ВЛ) невелики, и отключение и включение их разъединителями не опасно. В соответствии с ПУЭ разъединителями и отделителями 6–35 кВ при их наружной и внутренней установке допускается отключать и включать токи холостого хода силовых трансформаторов, зарядные токи воздушных и кабельных линий электропередачи, а также токи замыкания на землю в зависимости от расстояний между осями полюсов. Например, в сетях 6 кВ допустимый отключаемый и включаемый ток холостого хода при расстоянии между осями ножей 0,4 м составляет 2,5 А, зарядный ток 5,0 А, ток замыкания на землю 7,5 А, а в сетях 10 кВ при расстоянии 0,5 м соответственно 2,5; 4,0 и 6,0 А.

Разъединители должны удовлетворять следующим требованиям:

- иметь явно видимый разрыв электрической цепи, длина которого зависит от класса напряжения ЭУ;
- удерживаться во включенном положении при прохождении токов КЗ;
- обеспечивать работоспособность при различных погодных воздействиях: при дожде, гололеде, сильной запыленности воздуха и др.;
- выдерживать механические нагрузки на опорные изоляторы и изолирующие тяги при отключениях и включениях;
- иметь блокировку механизма главных ножей с выключателем и заземляющими ножами;
- обладать необходимой термической и динамической стойкостью;

- контактные соединения при длительной работе с номинальным током не должны нагреваться выше $75\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- расстояние между контактами полюсов в отключенном положении должно прочно фиксироваться механическим запором.

Отделители по своей конструкции мало чем отличаются от разъединителей. Их контактная система также не приспособлена для операций под током нагрузки. Основное назначение отделителей – быстрое отсоединение поврежденной цепи после отключения ее со всех сторон выключателями. Отделителями отключают намагничивающий ток трансформаторов и зарядный ток линий.

Ток, который способен отключить отделитель, зависит от расстояний между контактами полюса и между соседними полюсами. Применяемые в отделителях приводы обеспечивают автоматическое, дистанционное и местное отключение и ручное включение. Быстрое отключение отделителя обеспечивается энергией пружин, сжимаемых при ручном включении. Отделители применяют на подстанциях без выключателей на стороне ВН. Помимо них на таких подстанциях обычно устанавливают короткозамкатель, назначение которых – быстро создать искусственное КЗ, отключаемое затем выключателями на питающей подстанции. В отключенном положении короткозамкателя пружины его привода взведены и он готов к включению. При подаче импульса от устройства релейной защиты электромагнит освобождает включающую пружину и короткозамкатель включается. Отделитель отключается в тот момент, когда прохождение тока КЗ в цепи прекратится. Для правильного срабатывания отделителя в приводе предусмотрена блокировка, разрешающая его отключение только после исчезновения тока в цепи короткозамкателя.

При внешнем осмотре разъединителей, отделителей и короткозамкателей основное внимание обращают на состояние контактных соединений и изоляции. Контактные соединения являются наиболее слабыми частями разъединителей и отделителей, а поэтому требуют измерений сопротивления постоянному току. Для разъединителей всех классов напряжения допустимые

значения сопротивления зависят от номинального тока и составляют: при $I_{\text{ном}} = 600 \text{ А}$ – 175 мкОм, $I_{\text{ном}} = 1000 \text{ А}$ – 120 мкОм, $I_{\text{ном}} = 1500\text{--}2000 \text{ А}$ – 50 мкОм. Кроме того, производят измерение усилия вытягивания ножей из неподвижного контакта разъединителей и отделителей. Нормированное значение этого усилия, кН (кгс), также зависит от номинального тока аппарата: при $I_{\text{ном}} = (400\text{--}600) \text{ А}$ оно составляет 0,2 (2,0), а при $I_{\text{ном}} = (1000\text{--}2000) \text{ А}$ – 0,4 (4,0).

Для отделителей и короткозамыкателей в ПТЭЭП установлены нормативные значения наибольшего допустимого времени движения подвижных частей. Так, для короткозамыкателей напряжением 35–110 кВ время с момента подачи импульса до замыкания контактов при включении составляет 0,4 с, а до замыкания контактов при отключении отделителя 0,5 с для напряжения 35 кВ и 0,7 с при 110 кВ.

Изоляторы разъединителей, отделителей и короткозамыкателей работают в изменяющихся атмосферных условиях (туман, дождь, снег, гололед), а поэтому не должны терять электрической и механической прочности и должны выдерживать воздействие рабочих ударных нагрузок, электродинамических сил и натяжений проводов. При проведении капитальных ремонтов проводят измерение сопротивления изоляции поводков и тяг, выполненных из органических материалов, многоэлементных изоляторов и вторичных цепей и электромагнитов управления, а повышенным напряжением промышленной частоты испытывают основную изоляцию и изоляцию вторичных цепей и обмоток ЭМУ.

3.4.7. Эксплуатация измерительных трансформаторов

Трансформаторы тока типов ТПЛ, ТПОЛ, ТШЛ, ТФН, ТРН и др. применяют для присоединения измерительных приборов, устройств релейной защиты и автоматики и приборов учета электроэнергии. По конструкции и назначению трансформаторы тока (далее – ТТ) различают по напряжению, по роду установки (для внутренней и наружной), по числу витков первичной обмотки (одновитковые и многovitковые), по способу установки (проходные, опорные, встроенные, накладные), по виду изоляции (су-

хия, маслонаполненные), по классу точности и др. Номинальный ток вторичной обмотки ТТ обычно 5 А.

Осмотры, обслуживание и ремонт ТТ производят по графикам ППР, разрабатываемым ОЗЭХ. При осмотре ТТ обращают внимание на состояние контактных соединений. Они не должны иметь следов перегрева (это может проявиться в появлении цвета побежалости). Допустимая температура нагрева контактных соединений ТТ зависит от их материала и составляет для меди, алюминия без покрытия 80 °С, а луженых оловом – не выше 90 °С. Токтовую нагрузку контролируют измерительными приборами. Она не должна превышать 20 % номинального тока первичной обмотки. Безотказность ТТ в существенной мере определяется состоянием изоляции первичной и вторичной обмоток. Поэтому в процессе эксплуатации измеряют сопротивление изоляции первичных обмоток ТТ напряжением выше 1000 В мегаомметром на напряжение 2500 В. Сопротивление изоляции вторичных обмоток должно быть не ниже 1 МОм вместе с присоединенными к ним цепями. Кроме того, у ТТ напряжением 35 кВ при ремонтных работах в ячейках (присоединениях) производят измерение увлажненности изоляции по показателю $\text{tg}\delta$. Повышенным напряжением промышленной частоты испытывают изоляцию первичных обмоток при межремонтном обслуживании, а изоляцию вторичных обмоток напряжением 1000 В в течение 1 мин.

Уровень масла в ТТ и отсутствие течи проверяют по маслоуказателю. Не допускается попадание масла на контакты выводов ТТ. При утечке масла менее 10 % общего объема его доливают сухим маслом до необходимого уровня. Если утечка превысила указанный предел, то производят сушку изоляции. Сушку ТТ напряжением до 10 кВ производят на месте установки с помощью сварочного трансформатора, который подключают к последовательно соединенным первичным обмоткам при закороченных вторичных или к последовательно соединенным вторичным обмоткам при закороченных первичных обмотках. В первом случае сушат 10–14 ч первичным током с током во вторичной цепи не выше 1,3–1,4 номинального. Во втором случае сушат 14–18 ч вторичным током с током в первичной цепи не более 1,1–1,2 но-

минального. Температура ТТ не должна превышать 90 °С. Схемы сушки приведены на рис. 14.

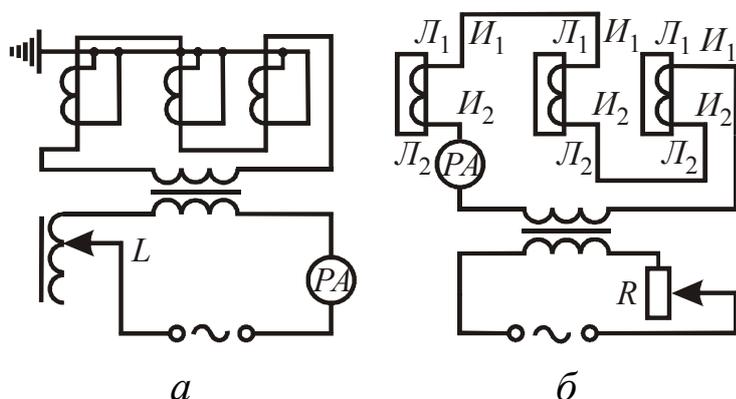


Рис. 14. Схемы сушки трансформаторов тока: *a* – первичным током; *б* – вторичным током

масла у масляных ТТ по истечении 6 ч после заливки не превышает нормы.

При осмотрах ТТ особое внимание обращают на заземление вторичных обмоток и отсутствие обрыва вторичной цепи, где может в этом случае появиться опасное для персонала и изоляции напряжение, а также перегрев трансформатора. Необходимо следить за тем, чтобы вторичные обмотки ТТ всегда, если они не соединены с приборами или цепями защиты, были замкнуты накоротко и заземлены. Это условие необходимо выполнять для обеспечения безопасной эксплуатации ТТ. В случае замены измерительных приборов, устройств релейной защиты необходимо прежде всего зашунтировать вторичную обмотку ТТ закороткой, а затем уже отсоединять указанные приборы.

При капитальных ремонтах снимают характеристики намагничивания с целью проверки отсутствия витковых замыканий во вторичной обмотке. Эту характеристику снимают по схеме на рис. 15, *a* при повышении напряжения на одной из вторичных обмоток до начала насыщения, но не выше 1800 В. При этом допускается снятие только трех контрольных точек. Снятая характеристика сопоставляется с типовой характеристикой намагничивания или с характеристиками намагничивания исправных ТТ,

ТТ 35–110 кВ сушат в сушильных камерах горячим воздухом при температуре не выше 70 °С в течение 8–10 ч или в вакууме.

Сушку ТТ до 10 кВ считают законченной, если сохраняется стабильным сопротивление изоляции в течение 3–4 ч, а электрическая прочность и tgδ

однотипных с проверяемым. Отличие от значений, измеренных на заводе-изготовителе или от измеренных на исправном ТТ, не должно превышать 10 %.

После ремонта проверяют полярность обмоток ТТ по схеме на рис. 15, б, где в качестве источника питания используют аккумуляторы или батареи напряжением 2–6 В. В качестве прибора удобно применять милливольтметр с двухсторонней шкалой (с нулем посередине шкалы). Если при включении выключателя S стрелка прибора (милливольтметра магнитоэлектрической системы) отклоняется вправо (при отключении – влево), то положительный полюс источника и положительный зажим прибора указывают на начало первичной и вторичной обмоток ТТ.

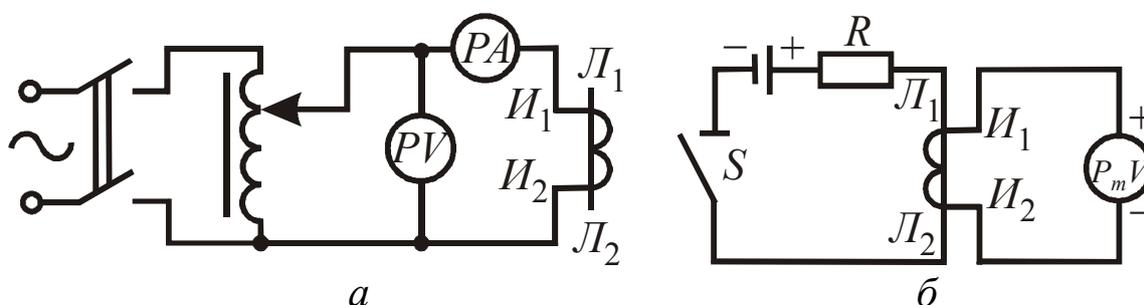


Рис. 15. Схема снятия характеристик намагничивания (а) и определения полярности обмоток (б) трансформатора тока

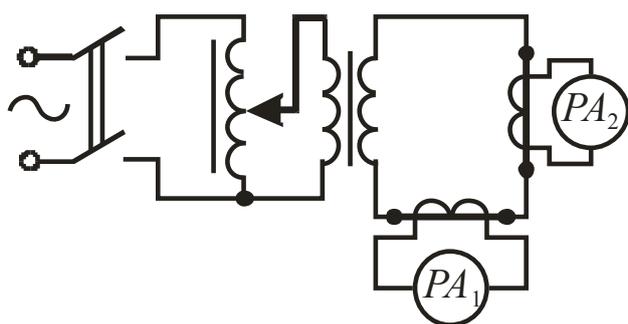


Рис. 16. Схема определения коэффициента трансформации трансформатора тока

Проверку коэффициентов трансформации ТТ производят при определении погрешности по отношению к паспортным данным. Для этой цели используют схему на рис. 16. От нагрузочного трансформатора в первичную обмотку ТТ подают ток не менее $0,2I_{\text{ном}}$, который контролируют по амперметру PA_1 .

Вторичный ток контролируют амперметром PA_2 . Коэффициент трансформации определяют по отношению первичного тока (с учетом коэффициента трансформации K_{T1}) ко вторичному.

Трансформаторы напряжения преобразуют напряжение выше 1 кВ в напряжение, удобное для измерения и подключения устройств релейной защиты и автоматики и приборов учета электроэнергии. Они отделяют первичные обмотки высшего напряжения от вторичных, где обычно напряжение, В, составляет 100, $100 / \sqrt{3}$ или $100 / 3$. Трансформаторы напряжения (далее ТН) делят на однофазные и трехфазные, сухие и масляные. Однофазные ТН изготавливают на любые напряжения, трехфазные – до 10 кВ. Сухие ТН применяют в ЭУ до 6 кВ (НОС-0,5, НОСК-6 и НТС-0,5). При напряжении 6 кВ и выше используют масляные ТН однофазные (НОМ-10 и НОМ-35 – двухобмоточные; ЗОМ-20 и ЗОМ-35 – трехобмоточные) и трехфазные (НТМК-10 – двухобмоточный и НТМИ-10 – трехобмоточный). В ЗРУ до 35 кВ находят применение ТН с литой изоляцией типа НОК, обладающие меньшей массой, габаритами и простотой в эксплуатации.

Режим работы ТН близок к холостому ходу (ХХ), а поэтому условия их работы существенно отличаются от силовых трансформаторов. Вследствие этого повреждаемость ТН относительно мала. При эксплуатации ТН имеют место витковые замыкания в обмотках первичного и вторичного напряжений, замыкания изоляции в магнитопроводе. Для предупреждения этих отказов проводят периодические осмотры и профилактические измерения. При осмотрах ТН обращают внимание на состояние фарфоровых изоляторов, на уровень масла и отсутствие его течи. Исправность вторичных цепей проверяют по контрольным и сигнальным приборам. Обращают внимание на состояние защиты вторичных цепей и блокировок. Ток уставки предохранителей во вторичных цепях ТН должен быть в 3–4 раза меньше тока КЗ в наиболее удаленной их точке.

В процессе эксплуатации ТН производят измерение сопротивления изоляции первичных обмоток мегаомметром на напряжение 2500 В. У ТН до 35 кВ оно должно быть не менее 100 МОм. Сопротивление изоляции вторичных обмоток совместно с подключенными цепями измеряют мегаомметром на напря-

жение 1000 В. Оно должно быть не менее 1 МОм. Масло в ТН до 35 кВ допускается не испытывать, а при напряжении выше 35 кВ его испытывают на пробивное напряжение, на кислотное число КОН/г и температуру вспышки в закрытом тигле. Кроме того, систематически проводят тепловизионный контроль контактных соединений по инструкциям заводов-изготовителей.

Если в результате проведенных измерений установлено снижение сопротивления изоляции обмоток, то проводят ее сушку. Для этой цели используют одну из схем, приведенных на рис. 17. Здесь сушка изоляции осуществляется за счет теплоты, выделяющейся в замкнутой накоротко вторичной обмотке.

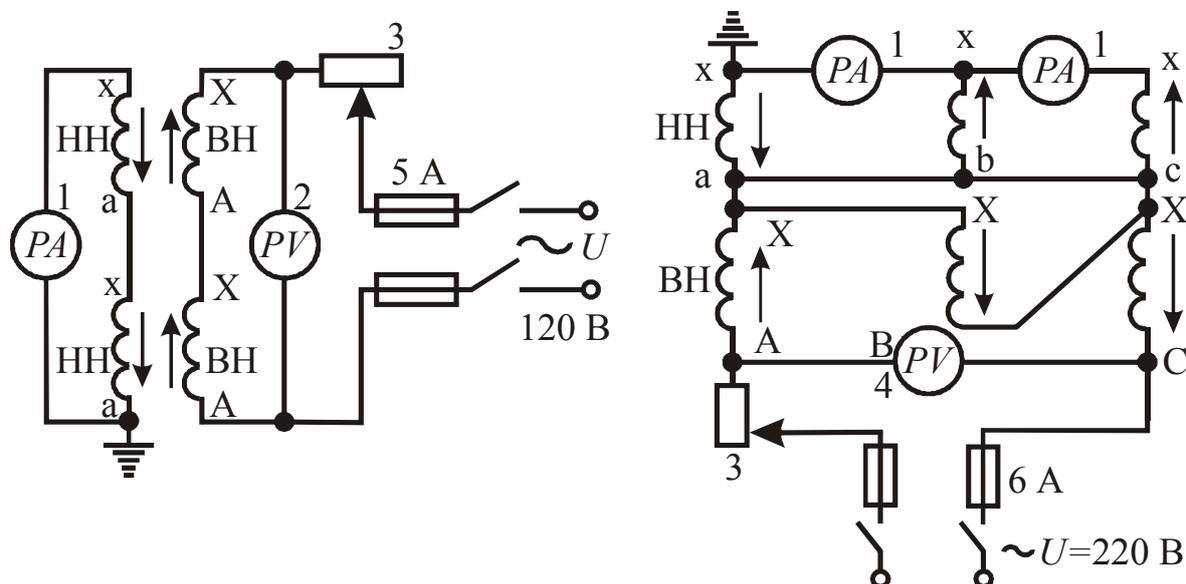


Рис. 17. Схемы соединения обмотки трансформатора напряжения для сушки изоляции: 1 – амперметр со шкалой до 5 А; 2 – вольтметр со шкалой до 150 В; 3 – реостат на 5 А; 4 – вольтметр со шкалой до 250 В

При этом необходимо иметь в виду, что ток в этой обмотке не должен превышать 2,5–3,5 А, а температура нагрева обмоток и магнитопровода не должна быть выше 85 °С.

Об исправности ТН судят по результатам измерения тока ХХ, значение которого зависит от наличия витковых замыканий. Его измеряют при подаче номинального напряжения на вторичную обмотку. Поскольку она не рассчитана на протекание боль-

ших токов, то эти измерения проводят путем кратковременного включения напряжения.

После ремонта трехфазных ТН проверяют группу соединения, для чего может быть использован однофазный фазометр (рис. 18).

На первичную обмотку ТН подают пониженное напряжение, достаточное для работы фазометра. Его показание соответствует углу сдвига фаз между векторами подведенного напряжения и напряжения вторичной обмотки, по которому определяют группу соединений.

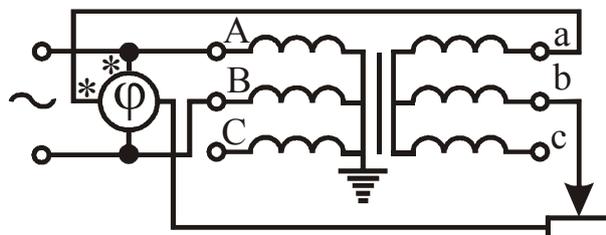


Рис. 18. Схема для определения группы соединения обмоток трансформатора напряжения по методу фазометра

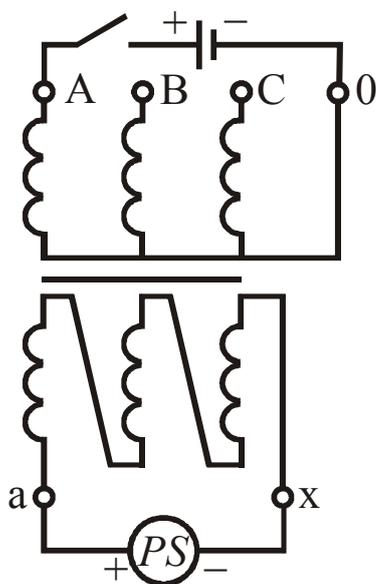


Рис. 19. Схема проверки полярности обмоток, соединенных в разомкнутый треугольник

В пятистержневых ТН типа НТМИ проверяют полярность обмотки, соединенной по схеме разомкнутого треугольника (рис. 19).

Если при соединении отрицательного полюса с нулевым выводом и попеременном подключении положительного полюса к выводам А, В, С высшего напряжения прибор отклоняется вправо, то полярность обмоток правильная.

Наличие напряжения $3U_0$ проверяют при имитации однофазного замыкания на землю.

Перед включением ТН в работу производят их фазировку и проверку порядка чередования фаз.

3.5. Эксплуатация средств защиты от перенапряжений

3.5.1. Источники перенапряжений

В соответствии с ПТЭЭП ЭУ должны иметь защиту от внутренних и внешних (грозовых или атмосферных) перенапряжений.

Под перенапряжением понимают повышение до опасных значений разности потенциалов на изоляции, следствием которых может быть ее пробой с последующим коротким замыканием и отключением электроприемников.

Внутренние перенапряжения возникают при различных переходных процессах при резких изменениях установившегося режима работы электрической сети. Их разделяют на коммутационные и резонансные.

Коммутационные перенапряжения определяются наличием емкости и индуктивности электрических цепей и быстроедействием коммутационных аппаратов и могут действовать кратковременно.

Резонансные перенапряжения возникают при определенном соотношении между индуктивностью и емкостью сети. Значение и длительность их зависят от интенсивности преобразования электромагнитной энергии индуктивности в электростатическую энергию в емкости. Эти перенапряжения нередко являются следствием включения длинных линий электропередачи, имеющих большую емкость относительно земли.

К внешним относят атмосферные перенапряжения, вызванные разрядами молнии.

3.5.2. Защита от внутренних перенапряжений

Защиту ЭУ от внутренних коммутационных перенапряжений (далее – ВКП), являющихся следствием повторяющихся при работе процессов, например отключений трансформаторов мощных дуговых электропечей, линий электропередачи и т.п., осуществляют вентильными разрядниками, устанавливаемыми в непосредственной близости к защищаемому объекту. В сетях 6–35 кВ, работающих с изолированной нейтралью, перенапряжения (П)

возникают при повторных зажиганиях и погасаниях электрической дуги (перемежающейся дуги) емкостного тока при замыкании на землю. Перемежающаяся дуга служит причиной опасных для изоляции перенапряжений.

Для предупреждения внутренних П, вызываемых перемежающейся дугой, применяют компенсацию емкостного тока замыкания на землю I_C , если он превышает предельные значения $I_{C.пред}$: 6 кВ – 30 А; 10 кВ – 20 А; 15–20 кВ – 15 А; 35 кВ и выше – 10 А; в сетях 6–35 кВ с ВЛ на железобетонных и металлических опорах – 10 А.

При указанных выше предельных значениях емкостного тока замыкания на землю $I_{C.пред}$ в дуге создаются благоприятные условия для самопогасания и восстановления первоначального состояния сети. Если $I_C > I_{C.пред}$, то возникает устойчивая дуга однофазного замыкания на землю, которая ведет к термическому разрушению изоляторов, пережогу проводов и к межфазным коротким замыканиям с соответствующими последствиями и автоматическим отключением участка сети.

Работа сетей напряжением 6–35 кВ с изолированной нейтралью не допускается, если $I_C > I_{C.пред}$, т.к. если емкостной ток замыкания на землю превышает указанные выше предельные значения.

Емкостной ток замыкания на землю равен:

$$I_3 = I_C = U_\Phi 3\omega C_\Phi, \quad (13)$$

где C_Φ – емкость фазы на землю; U_Φ – фазное напряжение; ω – круговая частота ($\omega = 314$ 1/с).

Дуговые замыкания на землю стремятся погасить в начале их возникновения с помощью дугогасящих катушек (заземляющих дугогасящих реакторов), включаемых в нейтраль трехфазной сети (рис. 20).

Дугогасящую катушку (ДГК) настраивают в резонанс на суммарную емкость сети ($3C_\Phi$). Это означает, что индуктивность катушки L_K должна удовлетворять условию:

$$L\omega = 1/(3C_\Phi\omega) \quad \text{или} \quad \omega_0^2 = 1/(L_K 3C_\Phi) \approx \omega^2,$$

где $\omega = 314$ 1/с; ω_0 – круговая частота собственных колебаний; L_K – индуктивность катушки; g_K – активная проводимость.

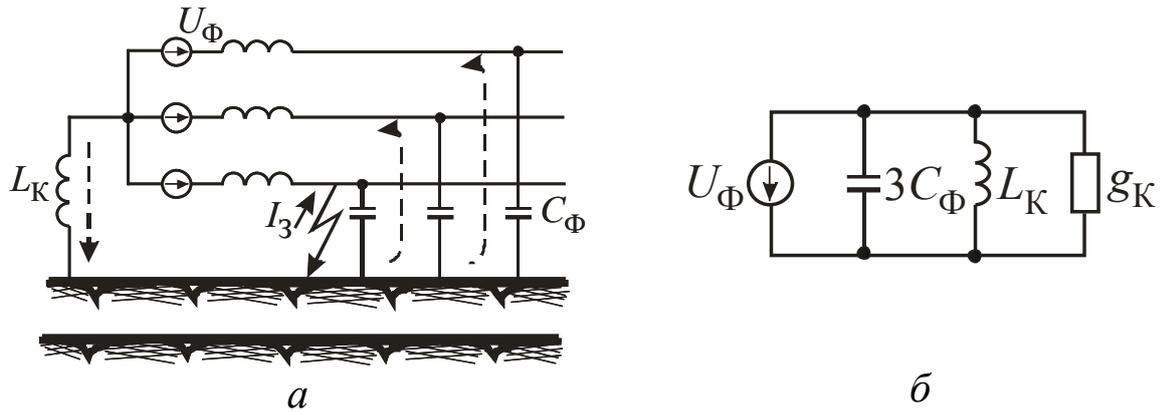


Рис. 20. Принципиальная схема сети с дугогасящей катушкой L_K при однофазном замыкании (а) и расчетная схема (б) для определения тока I_3

Действие ДГК основано на двух факторах: она компенсирует ток замыкания на землю до остаточного значения $I_{ост}$, малого по сравнению с током I_3 без катушки, и в то же время резко снижает скорость восстановления напряжения на дуге.

Обозначим через k настройку катушки (в долях от емкостного тока замыкания):

$$k = I_K / I_C = 1 / (\omega^2 L_K 3C_\Phi) = \omega_0^2 / \omega^2, \quad (14)$$

а через ν – расстройку точной компенсации:

$$\nu = 1 - k = 1 - \omega_0^2 / \omega^2, \quad (15)$$

где $\omega_0^2 = 1 / (L_K 3C_\Phi)$ – частота собственных колебаний цепи.

Тогда остаточный ток в дуге

$$I_{ост} = \sqrt{I_a^2 + (I_C \nu)^2}, \quad (16)$$

где $I_a = U_\Phi g_K$ – активный ток.

Из последнего соотношения видно, что $I_{ост}$ тем меньше, чем меньше расстройка. При $\nu = 0$ или $k = 1$, т.е. при полном резонансе, через заземляющую дугу проходит только активный ток.

Типовая кривая $I_{ост} = f(U)$ показана на рис. 21. При $\nu < 0$ ($I_K > I_C$) имеет место режим перекомпенсации, при $\nu > 0$ ($I_K < I_C$) – режим недокомпенсации.

Гашение дуги происходит при прохождении тока $I_{ост}$ через нулевое значение.

Измерения емкостных токов, дугогасящих реакторов, токов

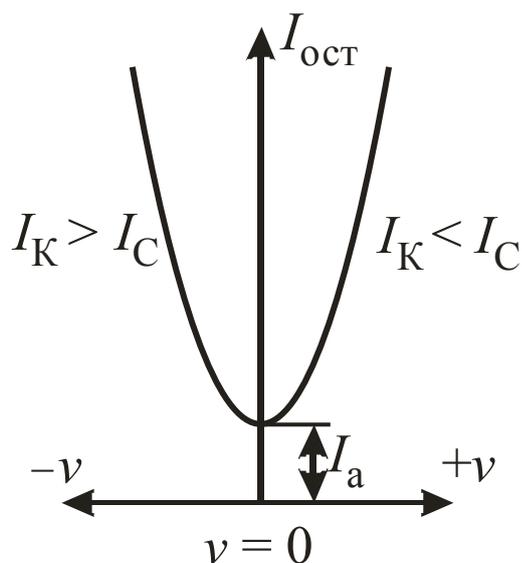


Рис. 21. Зависимость остаточного тока от расстройки дугогасящей катушки

Известно несколько способов измерения емкостного тока замыкания на землю сетей, в том числе:

- металлическое искусственное соединение одной фазы с землей;
- включение постороннего источника напряжения между нейтралью и землей;
- включение конденсатора (емкости) между одной из фаз и землей.

Описания способов измерения емкостного тока замыкания на землю приводятся в специальной литературе и в справочниках по электроснабжению.

В сетях 6–35 кВ в качестве ДГК находят применение реакторы заземляющие дугогасительные (РЗДГ) со ступенчатым регулированием однофазные масляные серии РЗДСОМ.

РЗДГ устанавливают на подстанциях, связанных с компенсируемой сетью не менее чем двумя линиями электропередачи. Их подключают к нейтральям трансформаторов со схемой соединения обмоток «звезда-треугольник» через разъединители. Установка РЗДГ на тупиковых подстанциях не допускается. Также не

замыкания на землю и напряжений смещения нейтрали проводят при вводе в эксплуатацию ДГК и при значительных изменениях режимов работы сети, но не реже одного раза в 6 лет.

Мощность ДГК выбирают по емкостному току сети с учетом ее перспективного развития. Емкостной ток сети с погрешностью $\pm 10\%$ может быть рассчитан по формуле

$$I_C = U_L [(L_B / 350) + (L_K / 10)], \quad (17)$$

где U_L – линейное (межфазное) напряжение, кВ; L_B , L_K – длины электрически связанных воздушных и кабельных линий, км, соответственно.

допускается подключение РЗДГ к трансформаторам, защищенным плавкими предохранителями. Ввод РЗДГ, который предназначен для соединения с заземлителем, должен быть присоединен к общему заземляющему устройству через трансформатор тока.

В процессе эксплуатации РЗДГ следят за их настройкой и за несимметрией емкостей фаз, которая может вызвать недопустимое напряжение смещения нейтрали. Настройка должна быть резонансной, допускается настройка с перекомпенсацией, при которой реактивная составляющая тока замыкания на землю не превышает 5 А, а степень расстройки – не более 5 %. В сетях напряжением 35 кВ при емкостном токе менее 15 А допускается степень расстройки не более 10 %. Применение настройки с недокомпенсацией допускается временно при условии, что аварийные несимметрии емкостей фаз сети (например, при обрыве провода) приведут к смещению напряжения нейтрали не выше 70 % фазного напряжения. В сетях, работающих с компенсацией емкостного тока, напряжение несимметрии должно быть не выше 0,75 % фазного напряжения.

При отсутствии в сети замыкания на землю напряжение смещения нейтрали допускается не выше 15 % фазного напряжения длительно и не выше 30 % в течение 1 ч.

Причинами появления напряжения смещения нейтрали, превышающего указанные выше предельные значения, могут быть пофазные включения и отключения воздушных и кабельных линий электропередачи. При эксплуатации сетей с РЗДГ такие переключения не допускаются.

В сетях напряжением 6–10 кВ, как правило, должны применяться плавно регулируемые РЗДГ с автоматической настройкой тока компенсации. При применении РЗДГ с ручным регулированием тока показатели настройки определяют по измерителю расстройки компенсации. При отсутствии такого прибора показатели настройки выбирают на основании результатов измерений токов замыкания на землю, емкостных токов, тока компенсации с учетом напряжения смещения нейтрали.

В ЭУ с вакуумными выключателями, как правило, должны быть предусмотрены меры по защите от ВКП. Обычно для этой цели используют ограничители перенапряжения или вентильные

разрядники, устанавливаемые параллельно дугогасящим катушкам.

Потребитель, питающийся от сети, работающей с компенсацией емкостного тока, должен своевременно уведомлять оперативный персонал энергосистемы об изменениях в своей схеме сети для перестройки дугогасящих РЗДГ.

Неиспользуемые обмотки низшего (среднего) напряжения трансформаторов и автотрансформаторов должны быть обязательно собраны в трехфазную схему (в звезду или треугольник) и защищены от перенапряжений заземлением одной фазы или нейтрали либо вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжения, присоединенными к выводу каждой фазы. Защита не требуется, если к обмотке НН присоединена КЛ длиной не менее 30 м.

3.5.3. Защита от атмосферных перенапряжений

Атмосферные (грозовые) перенапряжения (далее ГП) являются следствием прямых ударов молнии в ЭУ или набегающих с линий электропередачи наведенных зарядов, вызванных разрядами молнии в местах нахождения ЭУ.

При прямом ударе ток молнии I_M , протекая через заземленный объект с сопротивлением заземления R_3 , создает на нем падение напряжения $U_3 = I_M R_3$. Вследствие больших значений тока I_M это напряжение может достигать сотен тысяч вольт, что ведет к неизбежному разрушению изоляции ЭУ.

Прямым ударам могут подвергаться ОРУ, ЗРУ, отдельно стоящие сооружения и линии электропередачи. Для их защиты применяют стержневые и тросовые молниеотводы (для ВЛ напряжением 110 кВ и выше и подходов ВЛ 35 кВ к подстанциям). Для защиты ЭУ от набегающих с ВЛ волн ГП применяют трубчатые и вентильные разрядники, защитные промежутки и нелинейные ограничители перенапряжения.

Средства молниезащиты вновь сооружаемых или реконструированных ЭУ должны быть выполнены в соответствии с проектом. При приемке их после монтажа Потребителю передается следующая документация:

- согласованный с энергоснабжающей организацией и органом пожарного надзора и утвержденный в установленном порядке технический проект молниезащиты ЭУ;
- акты испытаний вентильных разрядников и нелинейных ограничителей перенапряжения до и после монтажа;
- акты на установку трубчатых разрядников;
- протоколы измерения сопротивления заземления разрядников и молниеотводов.

У Потребителей должны храниться следующие систематизированные данные:

- о расстановке вентильных и трубчатых разрядников и защитных промежутков (типы разрядников, расстояния до защищаемого ЭО), а также о расстояниях от трубчатых разрядников до линейных разъединителей и вентильных разрядников;
- сопротивлении заземлителей опор, на которых установлены средства молниезащиты, включая тросы;
- сопротивлении грунта на подходах ЛЭП к подстанциям;
- местах с ослабленной изоляцией (пересечения ЛЭП с другими ЛЭП и линиями связи, ответвления от ВЛ и линейные кабельные вставки).

На каждом ОРУ должны быть составлены очертания защитных зон молниеотводов, прожекторных мачт, металлических и железобетонных конструкций, в зоны которых попадают открытые токоведущие части.

ВЛ напряжением до 1 кВ от перенапряжений не защищают, а заземляют крюки на опорах вблизи вводов в здания (примерно одно заземление на пять вводов). Заземление крюков совмещают с повторным заземлением *PEN* проводника (рис. 22). Эти повторные заземления выполняют на концах ВЛ или в местах ответвлений от магистрали длиной более 200 м, используя для этой цели в первую очередь естественные заземлители, в том числе подземные части опор.

Металлические опоры и конструкции и арматура железобетонных элементов опор должны быть присоединены к *PEN* проводнику, т.е. к совмещенному заземляющему и рабочему нулевому проводнику. На железобетонных опорах *PEN* проводник присоединяют к арматуре стоек и подкосов.

Расстояние между этими заземляющими устройствами должно быть не более 200 м для районов с числом грозových часов в году до 40 и не более 100 м – для районов с числом грозových часов в году более 40, а допустимые сопротивления заземления зависят от напряжения сети: 660/380 В – 15 Ом; 380/220 – 30 Ом; 220/127 В – 60 Ом. Перед каждым грозovým сезоном выборочно по усмотрению ОЗЭХ проверяют на ВЛ до 1 кВ исправность заземления крюков и штырей изоляторов, установленных на железобетонных опорах, а также арматуру этих опор. При наличии PEN проводника контролируют соединение его с этими элементами. Кроме того, контролируют состояние заземляющих устройств на опорах с ответвлениями к вводам в школы, детсады, больницы и на концевых опорах линий, имеющих ответвления к вводам.

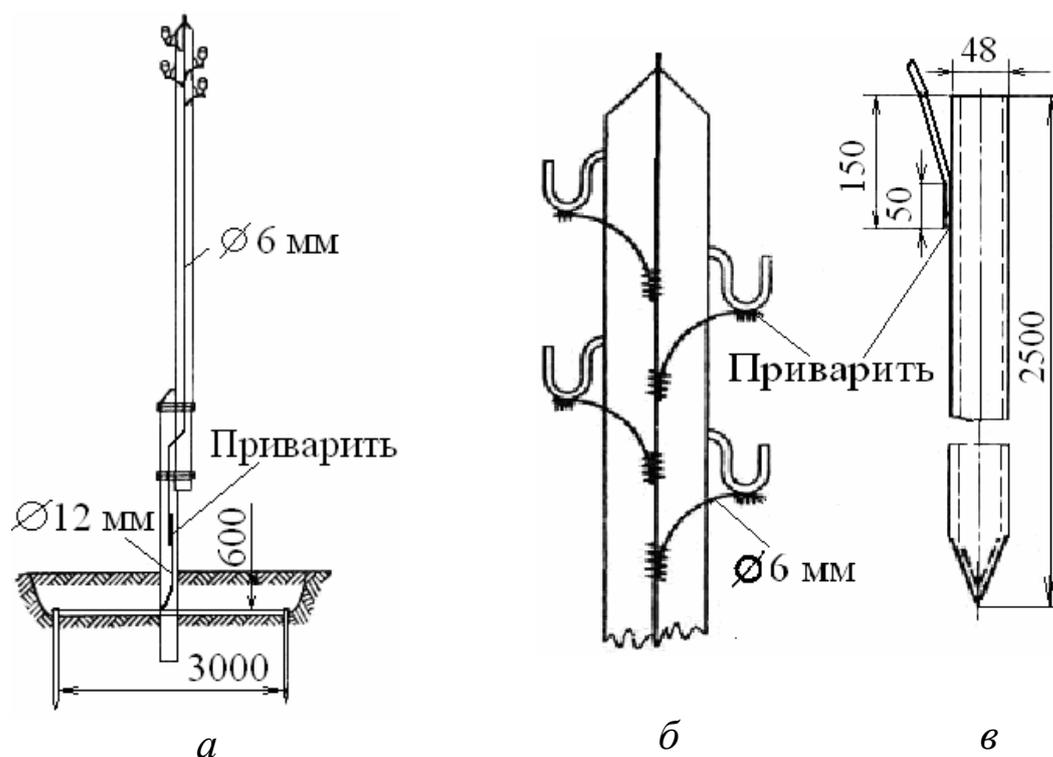


Рис. 22. Заземление нулевого провода (*PEN* проводника) и крюков изоляторов в сетях до 1000 В: *а* – общий вид; *б* – деталь верхней части опоры; *в* – заземлитель (труба)

На ВЛ на деревянных опорах проверяют заземление крюков и штырей изоляторов на опорах, имеющих повторное заземление *PEN* проводника.

На ВЛ 3–20 кВ от ГП защищают места с ослабленной изоляцией, к которым относят отдельные высокие металлические опоры и расстояния по воздуху между проводами пересекающихся ЛЭП. В месте пересечения ЛЭП на ближайшей опоре устраивают защитные промежутки с заземляющими спусками (рис. 23). Защитный промежуток – это расстояние между верхней точкой проложенного вдоль опоры и соединенного с заземляющим устройством проводника и ближайшим к нему токоведущим проводом ВЛ.



Рис. 23. Защитный промежуток на опоре ВЛ напряжением 3–20 кВ с заземляющим спуском

проводника и другим электрооборудованием и выборочно у 2 % металлических и железобетонных опор на участках в населенной местности. Измерения производят также после реконструкции и ремонта заземляющих устройств и при обнаружении разрушения или следов перекрытия изоляторов электрической дугой.

Нормы на сопротивления заземляющих устройств приведены в табл. 18.

В табл. 18 через I_p обозначен расчетный ток замыкания на землю:

в сетях без компенсации емкостного тока замыкания на землю – это ток замыкания на землю;

в сетях с компенсацией емкостного тока замыкания на землю:

В процессе эксплуатации перед каждым грозным сезоном производят осмотр состояния защитных промежутков на ВЛ, проверяют их расстояния и состояние заземляющих спусков. Осмотр состояния заземляющих устройств со вскрытием грунта производят в населенной местности на участках с наиболее агрессивными и плохо проводящими грунтами не менее чем у 2 % опор от общего числа опор с заземлителями. Измерения сопротивления заземляющих устройств производят ежегодно на опорах с разъединителями, защитными промежутками, разрядниками, повторным заземлением *PEN*

– для ЭУ, к которым присоединены компенсирующие аппараты, – это ток, равный 125 % номинального тока наиболее мощного из этих аппаратов;

– для ЭУ, к которым не присоединены компенсирующие аппараты, – это ток замыкания на землю, проходящий в данной сети при отключении наиболее мощного из компенсирующих аппаратов.

Для опор высотой более 40 м на участках ВЛ, защищенных тросами, сопротивление заземлителей, отмеченных звездочкой, должно быть в 2 раза меньше значений в табл. 18.

Таблица 18

Наибольшие допустимые сопротивления заземлителей ВЛ

Характеристика объекта	Удельное сопротивление грунта ρ_0 , Ом·м	Сопротивление, Ом
Опоры со средствами грозозащиты (тросом), металлические и железобетонные опоры ВЛ 35 кВ и такие же опоры ВЛ 3–20 кВ в населенной местности, заземлители оборудования на опорах 110 кВ и выше	До 100	10*
	Более 100 до 500	15*
	Более 500 до 1000	20*
	Более 1000 до 5000	30*
	Более 5000	$0,006\rho_0^*$
Электрооборудование на опорах ВЛ 3–35 кВ	–	$250/I_p$, но не более 10
Металлические и железобетонные опоры ВЛ 3–35 кВ в ненаселенной местности	До 100 Более 100	30 $0,3\rho_0$
Трубчатые разрядники (ТР) на подходах ВЛ к подстанциям с вращающимися машинами, вентильные разрядники (ВР) на кабельных вставках подходов к подстанциям с вращающимися машинами	–	5
ВР и ограничители перенапряжений (ОПН) на подходах ВЛ к подстанциям с вращающимися машинами	–	3

Как видно из табл. 18, нормы на допустимое значение сопротивления заземляющих устройств установлены с учетом удельных сопротивлений грунта и расчетных значений тока замыкания на землю. Это означает, что для конкретных условий должны быть выполнены соответствующие расчеты, на основе которых ОЗЭХ устанавливает местные нормативные значения сопротивления заземляющих устройств. Этими нормативными значениями должен руководствоваться персонал при производстве измерений сопротивлений заземлений на этом предприятии или электрохозяйстве.

Для защиты от ГП ВЛ напряжением выше 1 кВ применяют трубчатые разрядники (ТР) типов РТФ и РТВ, один из вариантов установки которого на опоре 3–10 кВ приведен на рис. 24, а, а схемы грозозащиты подхода ВЛ напряжением 3–10 кВ к распределительному устройству подстанции 35 кВ и выше – на рис. 24, б. Размеры внешних искровых промежутков S (рис. 24, а) зависят от типа (РТФ, РТВ) и номинального напряжения ТР (6, 10 или 35 кВ) и тока отключения, кА. Например, для РТФ-6 напряжением 6 кВ с током отключения 0,5–10 кА внешний искровой промежуток $S = 20$ мм, а для такого же разрядника с током отключения 0,5–2,5 кА $S = 10$ мм.

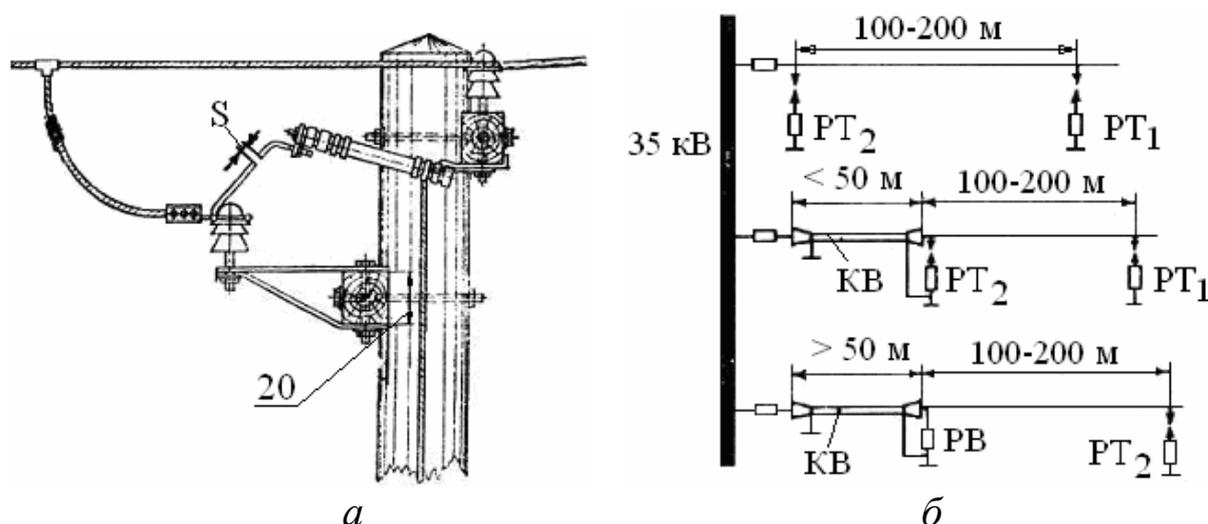


Рис. 24. Установка трубчатого разрядника на опоре ВЛ напряжением 3–10 кВ (а) и схема защиты подхода ВЛ к подстанции 35 кВ и выше (б): РТ, РВ – разрядники трубчатый и вентильный; КВ – кабельная вставка; S – искровой промежуток

Для защиты от ГП кабельных вставок на подходах ВЛ к подстанциям и их шин применяют вентиляльные разрядники (ВР) типов РВП, РВС, РВМ, РВМГ, РВМК. В ВР в фарфоровом корпусе конструктивно объединен блок искровых промежутков и последовательно включенный с ним нелинейный резистор, изготовленный из материалов на основе карбида кремния (тирита, вилита или тервита) с различными по составу связующими веществами.

Для защиты изоляции подстанций в последние годы широкое применение получили ограничители перенапряжений (ОПН), которые отличаются от ВР отсутствием искровых промежутков. Резисторы ОПН, изготавливаемые на основе оксидно-цинковой керамики, ограничивают коммутационные перенапряжения до уровня $1,8U_{\phi}$ и атмосферные до уровня $(2-2,4)U_{\phi}$. После срабатывания аппарата и снижения перенапряжения до U_{ϕ} сопровождающий ток, проходящий через резисторы, снижается до нескольких миллиампер, что и позволило отказаться от последовательных искровых промежутков.

ТР и защитные промежутки осматривают при обходах линий электропередачи. Срабатывания ТР отмечают в обходных листах. Верховой осмотр без снятия с опор проводят с целью измерения внешних искровых промежутков, для проверки состояния ТР, установленных в зонах интенсивного загрязнения, и для проверки зон выхлопа. Расположение ТР на опорах должно исключать возможность межфазных замыканий или замыканий на землю в зоне, ионизированной газами при их срабатывании. Расчетные зоны выхлопа ионизированных газов при работе ТР составляют: для разрядников типа РТ напряжением 3, 6 и 10 кВ – 1,5 м по длине и 1 м по ширине; для РТВ напряжением 6 и 10 кВ – 0,7 по длине и 2,2 м по ширине. При креплении ТР за открытый конец допускается пересечение зон выхлопа, поскольку последние имеют потенциал земли.

Проверки ТР со снятием с опор проводят 1 раз в три года. После снятия ТР с опоры производят их тщательный осмотр и измерения диаметра дугогасительного канала и длины внутреннего искрового промежутка. На основании результатов этих измерений принимают решение о необходимости ремонта ТР.

Наружная поверхность ТР не должна иметь ожогов электрической дугой, трещин, расслоений и царапин глубиной более 1/3

расстояния между наконечниками. Диаметр дугогасительного канала зависит от типа ТР, его напряжения и тока отключения. Например, для ТР типа РТФ-6 на напряжение 6 кВ начальный и конечный диаметр дугогасительного канала составляет соответственно 10 и 14 мм, а длина внутреннего искрового промежутка – 150 ± 2 и 153 ± 2 мм.

Нормативные значения технических данных ТР приведены в заводских инструкциях и в ПТЭЭП.

При эксплуатации ВР необходимо иметь в виду, что они отвечают своему назначению только при наличии хорошего контакта нижнего фланца с заземляющим устройством. При отсутствии заземления или при нарушении контакта в цепи заземляющего устройства ВР работать не будет. Заземляют ВР присоединением к общему заземляющему устройству подстанции, сопротивление которого нормируется.

Наблюдения за работой ВР ведут по показаниям регистраторов срабатывания. Их включают последовательно в цепь ВР – земля и через них проходит импульсный ток. Регистраторы типа РВР рассчитаны на 10 срабатываний, после чего их необходимо перезарядить (устанавливать новые плавкие вставки). Предельное число срабатываний регистраторов РВР определяют по появлению красной риски в смотровом окне. Регистраторы типа РР допускают до 1000 срабатываний.

Осмотры ВР на подстанциях с постоянным дежурным персоналом проводят во время очередных обходов, а также после каждой грозы, вызвавшей срабатывание релейной защиты находящихся ВЛ, а в ЭУ без постоянного дежурного персонала – при осмотрах всего оборудования.

При осмотрах ВР обращают внимание на целостность фарфоровых покрышек, армировочных швов и резиновых уплотнений. Поверхность фарфоровых покрышек должна быть всегда чистой, поскольку ВР не рассчитаны на работу в районах с загрязненной атмосферой. Грязь на поверхности покрышек искажает распределение напряжения вдоль разрядника, что может привести к его перекрытию даже при номинальном рабочем напряжении. На поверхности фланцевых покрышек могут появиться подтеки ржавчины от непокрашенных болтов и гаек фланцевых соединений. Эти подтеки образуют проводящие ток дорожки, что

приводит к перекрытию ВР по поверхности. Такие ВР отключают и очищают загрязненные поверхности.

При эксплуатации производят измерения сопротивления ВР, сопротивления изоляции изолирующих оснований с регистраторами срабатывания, тока проводимости при выпрямленном напряжении, пробивного напряжения при промышленной частоте, проверяют герметичность и проводят тепловизионный контроль контактных соединений.

Измерения сопротивления ВР производят при выводе в плановый ремонт оборудования, к которому они подключены, но не реже одного раза в 6 лет. Измерение сопротивления ВР напряжением 3 кВ и выше производят мегаомметром на напряжение 2500 В, а при напряжении менее 3 кВ мегаомметром на 1000 В. Сопротивление ВР типов РВН, РВП, РВО и GZ должно быть не менее 1000 Мом, а типа РВС должно соответствовать требованиям заводской инструкции. Для ВР типов РВМ, РВРД и РВМГ, имеющих искровые промежутки с магнитным гашением дуги, сопротивления элементов нормированы НТД. Измерения сопротивления изолирующих оснований производят мегаомметрами на напряжение 1000–25000 В. Оно должно быть не менее 1 МОм.

Измерение тока проводимости ВР при выпрямленном напряжении производят при изменении сопротивления разрядников ниже указанных ранее норм. Измерение пробивного напряжения ВР производят только после ремонта со вскрытием его по методике завода-изготовителя специально обученным персоналом при наличии установки, обеспечивающей ограничение времени приложения напряжения. Проверку герметичности ВР производят только после ремонта со вскрытием при разряжении 40–50 кПа (300–400 мм рт. ст.). При этом испытании изменение давления при перекрытии вентиля за 12 ч должно быть не выше 0,007 кПа (0,5 мм рт. ст.).

При эксплуатации ОПН необходимо иметь в виду, что длительное прохождение тока проводимости ведет к старению оксидно-цинковой керамики. Поэтому в эксплуатации проверяют значение тока проводимости и не допускают его увеличения до значений, при которых возможен тепловой пробой резистора и отказ ОПН. Для ОПН напряжением 110–220 кВ в ПТЭЭП введены токи проводимости, мА, ограничивающие область нор-

мального состояния и предельно допустимые при температуре 20 °С. Для ОПН других классов напряжения эти данные приводят в заводских инструкциях. Измерения этих характеристик производят ежегодно перед грозовым сезоном по методике завода-изготовителя. Измерения сопротивления ОПН производят при выводе в плановый ремонт ЭО, к которому подключены защитные аппараты, но не реже одного раза в 6 лет. Сопротивление ОПН напряжением менее 3 кВ должно быть не менее 1000 МОм, а при напряжении 3–35 кВ оно должно соответствовать требованиям заводов-изготовителей.

Оперативное обслуживание ОПН практически не отличается от обслуживания ВР – они должны быть постоянно включены. В ОРУ допускается отключение на зимний период (или отдельные его месяцы) ВР, предназначенных только для защиты от ГП в районах с ураганным ветром, гололедом, резкими изменениями температуры и интенсивным загрязнением.

Задания для самостоятельной работы студентов по разделам 3.3, 3.4 и 3.5

1. *Какие допускаются перегрузки масляных и сухих трансформаторов в аварийных режимах?*
2. *Что такое «индикаторный силикагель»?*
3. *Для какой цели и как проводят фазировку трансформаторов?*
4. *Самостоятельно изучите ПУЭ пп. 4.1.19–4.1.28;
4.2.1–4.2.71;
4.2.114–4.2.160.*

Изложите кратко (7-9 стр.) содержание этих пунктов ПУЭ.

3.6. Эксплуатация электрических машин

Электродвигатели, пускорегулирующие устройства и средства защиты, а также все электрическое и вспомогательное оборудование к ним выбирается и устанавливается в соответствии с требованиями ПУЭ.

В ПУЭ изложены нормы приемосдаточных испытаний (ПСИ) вновь вводимых в эксплуатацию машин постоянного и электродвигателей переменного тока.

3.6.1. Нормы приемосдаточных испытаний машин постоянного тока

Машины постоянного тока (МПТ) мощностью до 200 кВт, напряжением до 440 В подвергают следующим видам ПСИ:

- определение возможности включения без сушки;
- измерение сопротивления изоляции;
- измерение сопротивлению постоянного тока реостатов и пускорегулирующих резисторов;
- испытание на холостом ходу.

Определение возможности включения МПТ без сушки производят в соответствии с указаниями заводов-изготовителей. Если таких указаний нет, то необходимость сушки устанавливают после измерения сопротивления изоляции якоря и обмоток возбуждения и определения степени ее увлажненности по коэффициенту абсорбции $K_A = R_{60}/R_{15}$, где R_{60} и R_{15} – сопротивления изоляции соответственно через 60 и 15 с после приложения напряжения.

Для неувлажненной изоляции $K_A \geq 1,2-2,0$, при увлажненной изоляции он близок к единице.

Измерения производят при температуре 10–30 °С мегаомметром напряжением 500 В.

Измеренное значение сопротивления изоляции должно быть не менее приведенного в табл. 19.

Таблица 19

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции обмоток МПТ

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции R_{60} , МОм, при $U_{ном}$ машин, В				
	230	460	650	750	900
10	2,7	5,3	8,0	9,3	10,8
20	1,85	3,7	5,45	6,3	7,5
30	1,3	2,6	3,8	4,4	5,2

При наличии проволочных бандажей измеряют сопротивление их изоляции относительно корпуса и удерживаемых ими обмоток. Это сопротивление должно быть не менее 0,5 МОм.

МПТ мощностью выше 200 кВт и напряжением более 440 В дополнительно подвергают следующим видам испытаний и измерений:

- повышенным напряжением промышленной частоты по нормам, приведенным в табл. 20;
- сопротивления постоянному току обмоток возбуждения и якоря (между коллекторными пластинами);
- снятие характеристик холостого хода (ХХ) и испытание витковой изоляции;
- снятие нагрузочной характеристики;
- измерение воздушного зазора между полюсами.

Таблица 20

Испытываемый элемент	Испытательное напряжение, кВ	Указания
Обмотки: машин на напряжение до 100 В машин на напряжение выше 100 В мощностью до 1000 кВт	1,6 $U_{\text{ном}} + 0,8$ 1,6 $U_{\text{ном}} + 0,8$, но не менее 1,2	Производится у машин мощностью более 3 кВт
машин на напряжение выше 100 В мощностью более 1000 кВт	1,6 $U_{\text{ном}} + 0,8$	–
Возбудитель синхронных двигателей и синхронных компенсаторов	0,8 $U_{\text{ном}} + 0,8$, но не менее 1,2 и не более 2,8	–
Бандажи якоря	1	Для машин мощностью более 3 кВт
Реостаты, пускорегулирующие резисторы	1	Изоляцию можно испытывать совместно с изоляцией цепи возбуждения

Значения сопротивления постоянному току обмоток возбуждения не должны отличаться более чем на 2 % от данных завода-изготовителя, а между коллекторными пластинами якоря должны отличаться одно от другого не более чем на 10 % за исключением случаев, когда отклонения обусловлены схемой соединения обмоток.

При снятии характеристик ХХ подъем напряжения производят:

– для генераторов постоянного тока до 130 % номинального напряжения;

– для возбудителей – до наибольшего (поточного) или установленного заводом-изготовителем напряжения.

Продолжительность испытания витковой изоляции 3 мин.

Снятие нагрузочных характеристик производят при нагрузке до значения не ниже номинального тока возбуждения генератора. Отклонение от заводской характеристики не нормируется.

Размеры воздушных зазоров между полюсами в диаметрально противоположных точках должны отличаться один от другого не более чем на 10 % среднего размера зазора.

Испытания МТП на ХХ и под нагрузкой производят на нагрузочных стендах с целью определения предела регулирования частоты вращения, которая должна соответствовать заводским данным.

3.6.2. Нормы приемосдаточных испытаний электродвигателей переменного тока

При ПСИ электродвигателей переменного тока (ЭД) напряжением до 1 кВ:

– измеряют сопротивление изоляции обмоток статора и ротора и сопротивление постоянному току реостатов и пускорегулирующие резисторы (для ЭД с фазным ротором);

– проверяют работу ЭД на ХХ или с ненагруженным механизмом (продолжительность проверки – 1 ч);

– проверяют работу ЭД под нагрузкой.

Сопротивление обмотки статора измеряют мегаомметром напряжением 1000 В. Оно должно быть не ниже 1 МОм при температуре 10–30 °С и не ниже 0,5 МОм при +60 °С.

Для ЭД с фазным ротором напряжением ниже 3 кВ измеряют общее сопротивление реостатов и пусковых резисторов и проверяют целостность отпаяк.

При ПСИ ЭД напряжением выше 1 кВ:

- определяют возможность включения без сушки;
- испытывают изоляцию обмоток повышенным напряжением промышленной частоты (табл. 21);
- измеряют сопротивление изоляции обмотки статора (нормы в табл. 22) и ротора мегаомметрами на 2500 и 1000 В соответственно; для обмотки ротора – не ниже 0,2 МОм;
- измеряют сопротивление постоянному току обмоток статора и ротора и реостатов и пусковых резисторов (для ЭД фазным ротором).

Таблица 21

Испытательные напряжения промышленной частоты
для обмоток электродвигателей переменного тока

Испытуемый элемент	Мощность электродвигателя, кВт	Номинальное напряжение электродвигателя, кВ	Испытательное напряжение, кВ
1. Обмотка статора	От 1,0 до 1000	Ниже 0,1 Выше 0,1	$0,8(2U_{\text{ном}} + 1)$ $0,8(2U_{\text{ном}} + 1)$, но не менее 1,2
	От 1000 и более	Свыше 3,3 до 6,6 включительно	$0,8 \cdot 2,5U_{\text{ном}}$
2. Обмотка ротора электродвигателя с фазным ротором	Любая	Любое	$1,5U_p^*$, но не менее 1,0
3. Реостаты и пускорегулирующие резисторы	Любая	Любое	$1,5U_p^*$, но не менее 1,0

U_p^* – напряжение на кольцах при разомкнутом неподвижном роторе и номинальном напряжении на статоре.

Наименьшие допустимые значения сопротивления изоляции обмоток электродвигателей

Температура обмотки, °С	Сопротивление изоляции R_{60} , МОм, при номинальном напряжении обмотки, кВ	
	3–3,15	6–6,3
10	30	60
30	15	30
60	5	10

Сопротивления постоянному току различных фаз обмотки, приведенные к одинаковой температуре, не должны отличаться друг от друга и от исходных данных более чем на 2 %.

Проверку работы ЭД под нагрузкой производят в случаях, если ее возможно создать приводимым технологическим оборудованием к моменту сдачи в эксплуатацию. При этом измеряют вибрационные характеристики ЭД, сочлененного с рабочей машиной или механизмом.

Мерой вибрации является вертикальная и поперечная составляющие виброскорости или удвоенная амплитуда колебаний, измеренные на подшипниках. Эти вибрации не должны превышать значений, указанных в заводских инструкциях. При отсутствии таких указаний в технической документации вибрация подшипников ЭД, сочлененных с механизмами, должна быть не выше следующих значений:

Синхронная частота вращения, 1/мин	3000	1500	1000	750 и менее
Удвоенная амплитуда колебаний подшипников, мкм	30	60	80	95

Допускается работа агрегатов с повышенной вибрацией подшипников ЭД, сочлененных с механизмами, работающими в тяжелых условиях, у которых вращающиеся рабочие части быстро изнашиваются, а также ЭД, сроки эксплуатации которых

превышают 15 лет, в течение времени, необходимого для устранения причин повышения вибрации.

Нормы вибрации для этих условий приведены ниже:

Синхронная частота вращения, 1/мин	3000	1500	1000	750 и менее
Удвоенная амплитуда колебаний подшипников, мкм, не более	30	100	130	160

Периодичность измерения вибраций подшипников ЭД ответственных механизмов устанавливается графиком, утвержденным техническим руководителем Потребителя.

Вибрацию измеряют с помощью специальных вибропреобразователей инерционного действия, воспринимающих колебания относительно инерционной массы и преобразующих их соответствующие сигналы.

Основой преобразователей являются индуктивные емкостные и пьезоэлектрические датчики. Полученные от них сигналы с помощью простейших RC -цепей преобразуются в параметры, характеризующие амплитуду, виброскорость и виброускорение.

3.6.3. Сушка электрических машин

Сушку ЭМ перед включением в работу производят в случаях, когда сопротивления изоляции обмоток и коэффициенты абсорбции ($K_A = R_{60}/R_{15}$) выходят за пределы допустимых значений, приведенных в табл. 23.

Необходимость в сушке возникает при производстве текущих и капитальных ремонтов ЭД, которые эксплуатируются во влажных, сырых и особо сырых помещениях, в том числе в подземных горных выработках шахт.

На практике применяют несколько способов сушки ЭМ: внешним нагревом, током от постороннего источника, за счет потерь в активной стали статора, в специальных тупиковых электрических сушильных печах.

Сушку внешним нагревом применяют перед пуском крупных ЭМ мощностью 400 кВт и выше с сильно отсыревшей изоляцией. Через ЭМ, помещенную в металлический кожух, пропускают с помощью вентилятора горячий воздух, нагреваемый сопротивлениями, лампами накаливания и т.п. Температуру нагрева регулируют отключением нагревателей.

Таблица 23

Допустимые значения сопротивления изоляции и коэффициента абсорбции для обмоток статора электродвигателей

Мощность, номинальное напряжение электродвигателя, вид изоляции обмоток	Критерии оценки состояния изоляции обмотки статора	
	Значение сопротивления изоляции, МОм	Значение коэффициента абсорбции R_{60} / R_{15}
1. Мощность более 5 МВт, терморезистивная и микалентная компаундированная изоляция	При температуре 10–30 °С сопротивление изоляции не ниже 10 МОм на 1 кВ номинального линейного напряжения	Не менее 1,3 при температуре 10–30 °С
2. Мощность 5 МВт и ниже, напряжение выше 1 кВ, терморезистивная изоляция		
3. Двигатели с микалентной компаундированной изоляцией, напряжение выше 1 кВ, мощность от 1 до 5 МВт включительно	Не ниже значений, указанных в табл. 22	Не менее 1,2
4. Напряжение ниже 1 кВ, все виды изоляции	Не ниже 1,0 МОм при температуре 10–30 °С	–

Сушку током от постороннего источника за счет потерь в меди обмоток неподвижных асинхронных ЭД производят при наличии источника низкого напряжения достаточной мощности. При сушке постоянным током обмотки статора и фазного ротора соединяют последовательно, если выведено шесть концов (рис. 25, а), или смешанно (рис. 25, б). Фазы периодически переключают, и температуру обмоток измеряют во всех трех фазах. Ток сушки поддерживается в пределах 40–70 % от номинального. Температуру нагрева регулируют током за счет изменения напряжения.

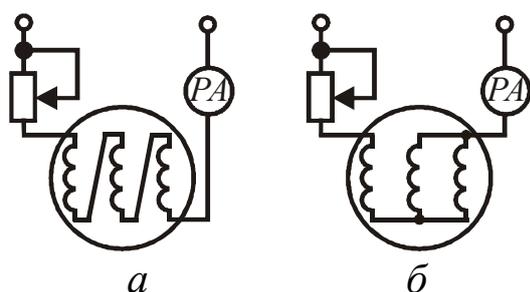


Рис. 25. Схема сушки трехфазных машин переменного тока

При сушке ЭД с КЗ ротором переменным током машину необходимо разобрать и удалить ротор во избежание чрезмерного нагрева белочьяй клетки.

Сушка потерями в железе пакета статора (в активной стали) происходит выделяющейся теплотой за счет потерь мощности от вихревых токов и перемагничивания.

Переменное магнитное поле в статоре создается специальной намагничивающей обмоткой, присоединяемой к однофазному источнику (рис. 26).

Регулирование температуры нагрева производят изменением числа витков или изменением подводимого напряжения.

В качестве источника используют сварочные трансформаторы с током до 1000 А или силовые трансформаторы 6,0/0,4 кВ с подключением обмотки высшего напряжения на 0,4 кВ.

Этот способ широко применяют при сушке крупных машин в процессе их монтажа.

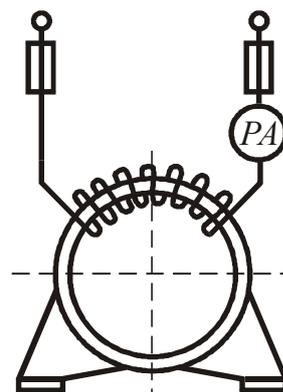


Рис. 26. Схема сушки за счет потерь в пакете железа статора

При большом числе подлежащих сушке ЭМ применяют стационарные тупиковые электрические сушильные печи, воздух в которых нагревается тепловыми электронагревателями (ТЭНами). Мощность таких печей составляет от 25 до 150 кВт. Температура нагрева в тупиковых печах регулируется автоматически.

3.6.4. Требования к эксплуатации электрических двигателей

При эксплуатации ЭД необходимо выполнять требования ПТЭЭП и заводских инструкций.

На ЭД и приводимые ими механизмы должны быть нанесены стрелки, указывающие направление вращения. На ЭД и пускорегулирующих устройствах (магнитных пускателях, кнопках, реостатах и т.п.) должны быть надписи с наименованием агрегата или механизма, к которому они относятся.

Для ЭД ответственных механизмов, обеспечивающих непрерывность технологического процесса, должна быть предусмотрена возможность самозапуска при кратковременном перерыве электропитания. Допустимость самозапуска ЭД согласовывают с условиями безопасности. Перечень ответственных механизмов, ЭД которых участвуют в самозапуске, утверждает технический руководитель предприятия.

Продуваемые ЭД, установленные в пыльных помещениях и помещениях с повышенной влажностью, оборудуют устройствами подвода чистого охлаждающего воздуха, температура которого и его количество должны соответствовать требованиям должностных инструкций.

Плотность тракта охлаждения (корпуса ЭД, воздухопроводов, заслонок) проверяют на отсутствие утечек воздуха не реже 1 раза в год.

ЭД с водяным охлаждением и со встроенными водяными воздухоохладителями оборудуют устройствами, сигнализирующими о падении давления воды в корпусе. Эксплуатация таких систем охлаждения определяется заводскими инструкциями.

На ЭД, имеющих принудительную смазку подшипников, устанавливают защиту, действующую на сигнал и их отключение

при повышении температуры вкладышей подшипников или прекращении поступления смазки.

Напряжение на шинах распределительных устройств, питающих ЭД, поддерживают в пределах 100–105 % от номинального значения. Для обеспечения долговечности ЭД эксплуатировать их при напряжении выше 110 и ниже 90 % от номинального не рекомендуется.

При изменении частоты питающей сети в пределах 2,5 % от номинального значения допускается работа электродвигателей с номинальной мощностью.

Номинальная мощность ЭД должна сохраняться при одновременном отклонении напряжения до ± 10 % и частоты до $\pm 2,5$ % номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой или с пониженным напряжением и повышенной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 10 %.

На групповых сборках и щитках, питающих ЭД, устанавливают вольтметры или сигнальные лампы контроля наличия напряжения.

ЭД механизмов, технологический процесс которых регулируется по току статора, а также механизмов, подверженных технологической перегрузке, оснащают амперметрами, устанавливаемыми на пусковом щите или панели. Амперметры должны быть также включены в цепи возбуждения синхронных ЭД. На шкалу амперметра наносят красную черту, соответствующую длительно допустимому или номинальному значению тока статора (ротора).

На ЭД постоянного тока, используемых для привода ответственных механизмов, независимо от их мощности контролируют ток якоря.

ЭД с короткозамкнутыми роторами разрешается пускать из холодного состояния 2 раза подряд, из горячего – 1 раз, если заводской инструкцией не допускается большее количество пусков. Последующие пуски разрешаются после охлаждения ЭД в течение времени, определяемого заводской инструкцией.

Повторные включения ЭД в случае отключения их основными защитами разрешаются после обследования и проведения контрольных измерений сопротивления изоляции.

Для ЭД ответственных механизмов, не имеющих резерва, одно повторное включение после действия основных защит разрешается по результатам их внешнего осмотра.

Повторное включение в случае действия резервных защит до выяснения причины отключения не допускается.

ЭД, длительно находящиеся в резерве, должны быть постоянно готовы к немедленному пуску. Для этой цели их периодически осматривают и опробовывают вместе с механизмами по графику, утвержденному техническим руководителем предприятия. При этом у ЭД наружной установки, не имеющих обогрева, проверяют сопротивление изоляции обмотки статора и коэффициент абсорбции.

Контроль за нагрузкой ЭД, щеточным аппаратом, вибрацией, температурой элементов и охлаждающих сред (обмотки и сердечники статора, воздуха, подшипников и т.д.), уход за подшипниками (поддержание требуемого уровня масла) и устройствами подвода охлаждающего воздуха, воды к воздухоохладителям и обмоткам, а также операции по пуску и останову осуществляет персонал подразделения, обслуживающего механизм.

ЭД должны быть немедленно отключены от сети в следующих случаях:

- при несчастных случаях с людьми;
- появлении дыма или огня из корпуса, а также из его пускорегулирующей аппаратуры и устройства возбуждения;
- поломке приводного механизма;
- резком увеличении вибрации подшипников агрегата;
- нагреве подшипников сверх допустимой температуры, установленной в инструкции завода-изготовителя.

В эксплуатационных инструкциях могут быть указаны и другие случаи, при которых ЭД должны быть немедленно отключены, а также определен порядок устранения аварийного состояния и их пуска.

3.6.5. Техническое обслуживание электрических машин

При эксплуатации ЭМ выполняют работы по техническому обслуживанию текущей эксплуатации (**ТОТЭ**), межремонтные испытания и измерения (обозначаются буквой **М**), текущие (**Т**) и капитальные ремонты (**К**).

ТОТЭ включает в себя устранение возникающих при работе неполадок и мелких нарушений исправности и работоспособности ЭМ, и в силу случайного характера появления этих событий они не подлежат планированию.

Устраняют эти неполадки и нарушения без вывода ЭМ в ремонт во время технологических остановок оборудования.

Межремонтные испытания и измерения, текущие и капитальные ремонты производят в сроки, устанавливаемые системой ППР, которую разрабатывает ОЗЭХ и утверждает технический руководитель предприятия.

Для планирования технического обслуживания необходимо располагать периодичностью их проведения, длительностью простоя в ремонте и трудоемкостью его проведения.

Практика показала, что возможно рекомендовать сроки проведения межремонтных испытаний и измерений (**М**), текущих и капитальных ремонтов, используя среднестатистические показатели.

В качестве меры сроков проведения ТО или ремонтов принимается наработка, ч.

Применительно к ЭМ годовую наработку можно определить по соотношению

$$T_{н.г} = \left(T_{см} - \sum_{i=1}^m t_{при} \right) \frac{T_{г}}{T_{см}}, \quad (18)$$

где $T_{см}$ – продолжительность смены, ч; $\sum_{i=1}^m t_{при}$ – суммарное нерабочее время ЭМ в течение смены, ч; $T_{г}$ – число рабочих часов в год.

При разработке графиков ППР в качестве исходных могут быть использованы обобщенные данные, приведенные в [14], а также некоторые ведомственные нормативные документы

[16, 17]. В качестве методической основы планирования ТО и ремонтов могут служить рекомендации, изложенные в [2, 3].

Задание для самостоятельной работы по пп. 3.6.1–3.6.5

Изучить ГОСТ 183-74 «Машины электрические. Общие технические условия» и отразить в конспекте следующие вопросы:

– термины стандарта для различных режимов работы (практически неизменная нагрузка, практически неизменная температура охлаждающей среды и др.);

– охарактеризовать стандартные номинальные режимы работы ЭМ (продолжительный – S1, кратковременный – S2, повторно-кратковременный с продолжительностью включения ПВ – S3, повторно-кратковременный с ПВ и частыми пусками – S4, повторно-кратковременный с частыми пусками и электрическим торможением и ПВ – S5, перемежающийся с ПН – S6, перемежающийся с частыми реверсами – S7 и перемежающийся с двумя и более частотами вращения с заданным числом циклов – S8);

– указать предельно допустимые температуры перегрева ЭМ при разных классах изоляции (А, Е, В, F, H);

– описать требования к правилам приемки, маркировки, упаковки, транспортирования и хранения ЭМ.

3.7. Эксплуатация релейной защиты и электроавтоматики

3.7.1. Общие сведения

Силовые ЭО подстанций, электрических сетей и ЭУ защищают от коротких замыканий (КЗ) и нарушений нормальных режимов работы устройствами релейной защиты и электроавтоматики (РЗА).

Устройства релейной защиты предназначены для:

– автоматического отключения поврежденного элемента от остальной неповрежденной части ЭУ с помощью выключателей;

– реагирования на опасные, ненормальные режимы работы элемента ЭУ (например, перегрузку, повышение напряжения).

В зависимости от режима работы и условий эксплуатации ЭУ релейная защита может быть выполнена с действием на сигнал или на отключение тех элементов, оставление которых в работе может привести к возникновению повреждений.

Релейная защита должна обеспечить селективность (избирательность), быстродействие, чувствительность, надежность и экономичность.

С целью удешевления ЭУ ПУЭ рекомендуют вместо автоматических выключателей и релейной защиты применять предохранители и открытые плавкие вставки, если они могут быть выбраны с требуемыми характеристиками (номинальное напряжение и ток, номинальный ток отключения и др.), обеспечивают требуемые селективность и чувствительность и не препятствуют применению автоматического повторного включения (АПВ) и автоматического ввода резерва (АВР).

В сетях и ЭУ выше 1 кВ релейная защита позволяет осуществлять максимальную токовую защиту, токовую отсечку, максимальную токовую направленную защиту, дифференциальную защиту, нулевую защиту, защиту от замыканий на землю и др.

Устройства электроавтоматики в СЭС промышленных предприятий и ЭУ предназначены для осуществления:

- АПВ линий, шин и другого ЭО, после их автоматического отключения;
- АВР питания или оборудования;
- прекращение асинхронного режима и регулирование реактивной мощности синхронных двигателей.

3.7.2. Приемка в эксплуатацию устройств релейной защиты и автоматики

Вновь смонтированные устройства релейной защиты и автоматики (РЗА) перед вводом в работу подвергаются наладке и приемочным испытаниям с записью в паспорте оборудования или в специальном журнале.

Наладочные работы выполняет специализированная организация, а их приемку – персонал, обслуживающий эти устройства.

Разрешение на ввод устройства в работу оформляют записью в журнале РЗА с подписями представителей предприятия и наладочной организации. Представитель предприятия письменно уведомляет энергоснабжающую организацию о вводе в работу устройства РЗА.

При сдаче в эксплуатацию устройств РЗА должна быть представлена следующая техническая документация:

- проектные материалы, скорректированные при монтаже и наладке (чертежи и схемы, пояснительные записки, кабельный журнал и т.п.) – монтажной и наладочной организациями;
- заводские материалы (техническое описание и инструкция по эксплуатации, паспорта ЭО и аппаратов и т.д.) – монтажной организацией;
- протоколы наладки и испытаний – наладочной организацией или электролабораторией предприятия.

3.7.3. Основные положения эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики

На предприятии на каждое присоединение или устройство РЗА, находящееся в эксплуатации, помимо документации, передаваемой при вводе в работу, должна иметься следующая техническая документация:

- паспорт-протокол устройства;
- инструкция или программа по наладке и проверке;
- технические данные об устройствах в виде карт или таблиц уставок и характеристик (с указанием чувствительности и селективности).

Результаты периодических проверок РЗА заносят в паспорт-протокол.

Работы в устройствах РЗА должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельному техническому обслуживанию соответствующих устройств, с соблюдением правил безопасности труда при эксплуатации ЭУ.

Техническое обслуживание устройств РЗА должен, как правило, осуществлять персонал предприятия. На крупных предприятиях для этой цели создают службы РЗА, которые могут входить

в состав электролабораторий или состоять в виде самостоятельной службы при ОЗЭХ (главном энергетике).

На предприятиях, где создание специализированных лабораторий нецелесообразно из-за относительно небольшого объема работ по обслуживанию РЗА, для этой цели выделяют специально обученного работника.

Для обслуживания устройств РЗА возможно привлечение специализированных организаций.

В соответствии с Правилами [11, 12] для устройств РЗА установлены следующие виды планового ТО (табл. 24):

- проверка при новом включении (наладка) – обозначение буквой Н;
- первичное плановое ТО – K_1 ;
- плановое ТО – К;
- плановый ремонт – В;
- опробование (текстовый контроль) – О.

Кроме перечисленных видов ТО в процессе эксплуатации РЗА могут проводиться внеочередная проверка и послеаварийная проверка.

Работы по каждому виду планового ТО устройств РЗА выполняют в соответствии с программами, приведенными в Правилах [11, 12].

Последовательность указанных выше видов плановых ТО представляют в виде таблиц. При этом руководствуются приведенными в [3] рекомендациями. Они изложены ниже.

Полный срок службы (ресурс) устройств РЗА составляет:

- на электромеханической элементной базе – 25 лет (216000 ч);
- микроэлектронной базе – 12 лет (103680 ч).

Эксплуатация устройств РЗА сверх указанных сроков службы возможна при удовлетворительном состоянии аппаратуры и соединительных проводов и при сокращении цикла технического обслуживания. Под циклом понимают период эксплуатации устройств РЗА между двумя плановыми ремонтами, в течение которого выполняются в определенной последовательности установленные виды технического обслуживания [11, 12].

Цикл ТО зависит от типа устройств РЗА и условий их эксплуатации в части воздействия факторов внешней среды и составляет:

- 3–12 лет для устройств РЗА электросетей 0,4–35 кВ;
- 3–8 лет для устройств РЗА электростанций и подстанций 110–750 кВ.

Таблица 24

Периодичность проведения технического обслуживания
устройств РЗА электрических сетей 0,4 кВ

Место установки устройств РЗА	Цикл технического обслуживания (лет)	Количество лет эксплуатации														
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
В помещениях I категории	6	Н	8640 ч К ₁	17280 ч –	25920 ч К	34560 ч –	43200 ч В	51840 ч –	60480 ч К	69120 ч –	77760 ч К	86400 ч –	95040 ч В	103680 ч –	112320 ч К	120960 ч К
В помещениях II категории	3	Н	К ₁	В	О	К	В	О	К	В	О	К	В	О	К	К

На практике возможны отклонения от приведенных выше рекомендаций. Например, по степени воздействия различных факторов внешней среды на электрические аппараты в сетях 0,4 кВ на некоторых крупных предприятиях химической промышленности выделяют две категории помещений:

- категория *KI* – закрытые, сухие и отапливаемые помещения;
- категория *KII* – помещения с большим диапазоном колебаний температуры, в которые имеется сравнительно свободный доступ наружного воздуха (металлические помещения, ячейки КРУН, комплектные трансформаторные подстанции в производственных помещениях и т.д.), а также помещения с повышенной

агрессивностью среды (например, с парами аммиака или серной и других кислот в атмосфере).

Цикл ТО устройств РЗА, установленных в помещениях КІ, принимают равным шести годам, а в помещениях КІІ – три года.

В табл. 24 приведена последовательность плановых ТО устройств РЗА электросетей 0,4 кВ для помещений КІ и КІІ, указаны обязательные опробования. Опробования могут производиться в годы, когда не выполняются другие виды обслуживания. Если при проведении опробования или планового ТО выявлен отказ устройства или его элементов, то производится устранение причины, вызвавшей отказ, и при необходимости в зависимости от характера отказа – ремонт.

При каждом новом включении и первом плановом ТО устройств РЗА изоляция относительно земли электрически связанных цепей РЗА и всех других вторичных цепей каждого присоединения, а также изоляция между электрически не связанными цепями, находящимися в пределах одной панели, за исключением цепей элементов, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и ниже, должна испытываться напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин.

Кроме того, напряжением 1000 В в течение 1 мин должна быть испытана изоляция между жилами контрольного кабеля тех цепей, где имеется повышенная вероятность замыкания (цепи газовой защиты, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного тока, и т.п.).

В последующей эксплуатации изоляцию цепей РЗА, за исключением цепей напряжением 60 В и ниже, допускается испытывать при плановых ТО как напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин, так и выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Испытания изоляции цепей РЗА напряжением 60 В и ниже производят в процессе измерения ее сопротивления мегаомметром 500 В.

Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей устройств РЗА относительно земли, а также между цепями различного назначения, электрически не связанными (измерительные цепи, цепи оперативного тока, сигнализации),

должно поддерживаться в пределах каждого присоединения не ниже 1 МОм.

Сопротивление изоляции вторичных цепей устройств РЗА, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и ниже, питающихся от отдельного источника или через разделительный трансформатор, должно поддерживаться не ниже 0,5 МОм.

Сопротивление изоляции цепей устройств РЗА и цепей питания 220 В измеряют мегаомметром на 1000–2500 В, а цепей устройств РЗА с рабочим напряжением 60 В и ниже – мегаомметром на 500 В.

При проверке изоляции вторичных цепей устройств РЗА, содержащих полупроводниковые и микроэлектронные элементы, должны быть приняты меры к предотвращению повреждения этих элементов.

Первичный профилактический контроль устройств РЗА проводят через 10–18 месяцев после включения в работу.

Периодичность технического обслуживания аппаратуры и вторичных цепей устройств дистанционного управления и сигнализации принимается такой же, как для соответствующих устройств РЗА.

Периодичность технических осмотров персоналом, обслуживающим аппаратуру и цепи РЗА, устанавливает ОЗЭХ.

При техническом осмотре визуально контролируют:

- отсутствие внешних повреждений устройства и его элементов;
- состояние крепления устройств на панелях, проводов на рядах зажимов и на выводах устройств;
- наличие надписей и позиционных обозначений;
- положение флажков указательных реле, испытательных блоков накладок, рубильников, кнопок и других оперативных элементов, состояние сигнальных ламп.

Периодичность контроля за устройствами РЗА оперативным персоналом устанавливает ОЗЭХ или его аппарат.

После окончания периодических проверок при техническом обслуживании, испытаниях, послеаварийных проверок устройств РЗА в соответствии с требованиями ПТЭЭП должны быть:

- составлены протоколы при выполнении проверок наладочными организациями;

– отмечены результаты проверок в ремонтных картах ЭО.

Результаты плановых ТО, испытаний, послеаварийных проверок, изменение уставок и изменений схем вносят в журнал РЗА.

Устройства РЗА должен осматривать оперативный персонал.

Оперативный персонал должен осуществлять:

– контроль правильности положения переключающих устройств на панелях (шкафах) РЗА и управления, крышек испытательных блоков, а также исправности автоматических выключателей и предохранителей в цепях РЗА и управления;

– контроль состояния устройств РЗА на базе имеющихся на панелях (шкафах) и аппаратах устройств внешней сигнализации;

– опробование высоковольтных выключателей и других аппаратов, а также устройств автоматического повторного включения, автоматического включения резерва и фиксирующих приборов (индикаторов);

– измерение тока небаланса в защите шин и напряжения небаланса в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения;

– завод часов автоматических осциллографов аварийной записи и др.

Оперативный персонал несет ответственность за правильное положение тех элементов РЗА, с которыми ему разрешено выполнять операции, независимо от периодических осмотров персоналом службы РЗА.

***Задание для самостоятельной работы
студентов по разделу 3.7***

1. Самостоятельно изучить гл. 3.1 ПУЭ, гл. 3.2 ПУЭ до 3.2.33 включительно. Представить конспект.

2. Самостоятельно изучить гл. 2.6 ПТЭЭП. Представить конспект.

3.8. Эксплуатация заземляющих устройств

3.8.1. Общие сведения

При эксплуатации электроустановок заземление, т.е. преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети,

ЭУ или ЭО с заземляющим устройством, разделяют на защитное и рабочее (функциональное).

Защитное заземление выполняют в целях электробезопасности. В этих же целях выполняют защитное зануление в ЭУ напряжением до 1 кВ – это преднамеренное соединение открытых проводящих частей (корпусов ЭО, рам, кожухов и т.п.) с глухозаземленной нейтралью генератора или трансформатора в сетях трехфазного тока, с глухозаземленным выводом источника однофазного тока, с заземленной точкой источника в сетях постоянного тока (рис. 27).

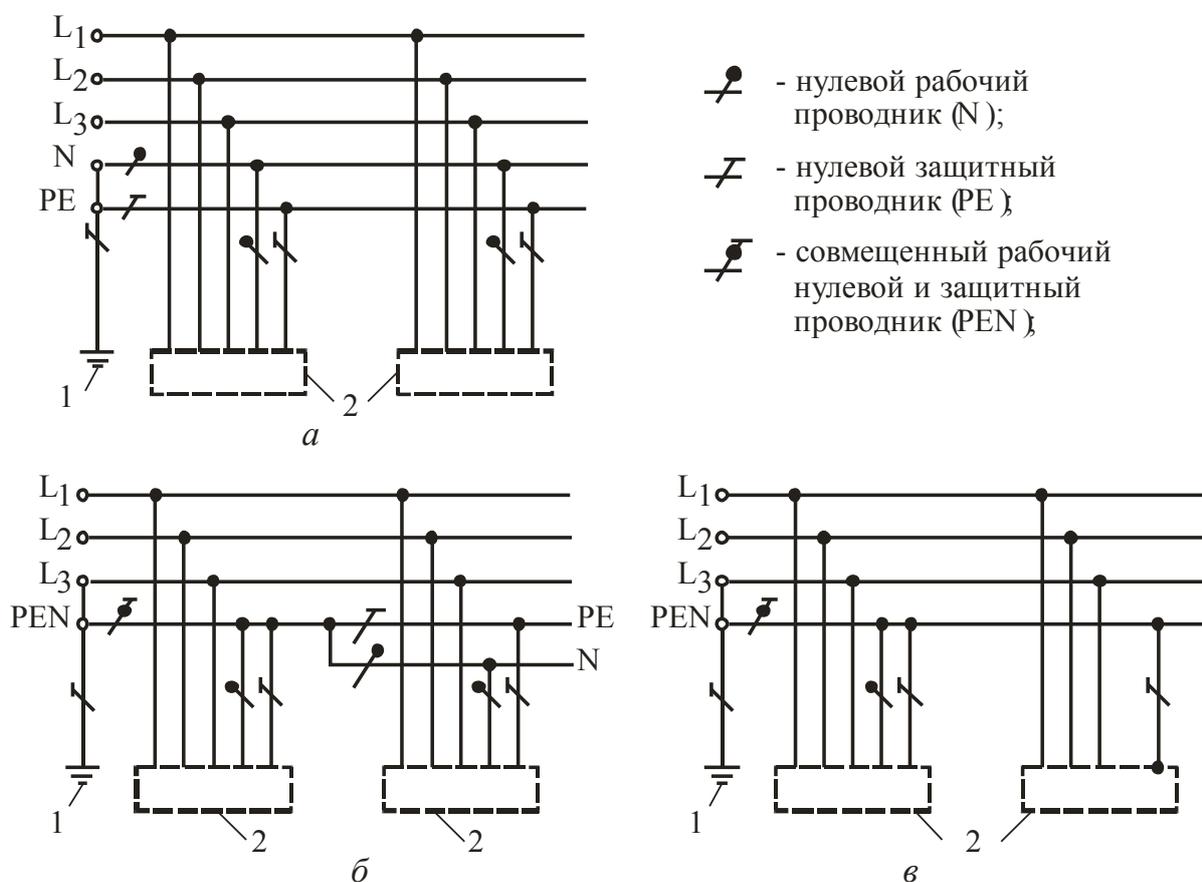


Рис. 27. Системы заземлений трехфазных электрических сетей: *a* – TN-S (нулевой рабочий (N) и нулевой защитный (PE) проводники работают отдельно); *б* – TN-C-S – в части сети нулевой рабочий (N) и нулевой защитный (PE) проводники объединены (PEN); *в* – TN-C – нулевой рабочий (N) и нулевой защитный (PE) проводники объединены по всей части; 1 – заземление источника питания; 2 – открытые проводящие части

В целях электробезопасности применяют *защитное уравнивание потенциалов* – электрическое соединение проводящих частей ЭУ для достижения равенства их потенциалов.

В системах до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью источника питания могут иметь место три вида соединений защитного (РЕ) и нулевого рабочего (нейтрального – N) проводников. Нулевой защитный проводник (РЕ) предназначен для присоединения открытых проводящих частей к глухозаземленной нейтрали источника питания. Нулевой рабочий (нейтральный) проводник (N) предназначен для питания электроприемников и соединен с глухозаземленной нейтралью источника питания в трехфазных сетях, с глухозаземленной точкой источника в сетях постоянного тока.

Совмещенные нулевой защитный (РЕ) и нулевой рабочий (N) проводники обозначают PEN – совмещают функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников (рис. 27, б и в).

3.8.2. Обслуживание заземляющих устройств

Эксплуатация заземляющих устройств (ЗУ) включает в себя приемку в эксплуатацию после монтажа, ведение технической документации, проведение испытаний и измерений и надзор за состоянием искусственных и естественных заземлителей, заземляющих проводников и их контактных соединений.

При приемке ЗУ в эксплуатацию монтажная организация передает заказчику проектную документацию с внесенными изменениями, появившимися в ходе СМР, протоколы скрытых работ и измерений сопротивлений заземления и удельных сопротивлений грунта в местах заложения заземлителей. В случае если ЗУ выполнено по нормам на напряжение прикосновения, представляется протокол его измерений в контрольных точках, указанных в проекте. Для сетей свыше 1 кВ с изолированной нейтралью должен быть представлен протокол измерения тока замыкания на землю.

На каждое ЗУ, находящееся в эксплуатации, заводят паспорт, содержащий следующие сведения:

– исполнительную схему с привязкой к капитальным сооружениям (зданиям, подстанциям и др.);

- дату ввода в эксплуатацию;
- основные параметры заземлителей (их число, материал, профиль, линейные размеры);
- сопротивление заземления;
- удельное сопротивление грунта;
- напряжение прикосновения в контрольных точках, указанных в проекте.

В процессе эксплуатации ЗУ в паспорт вносят следующую информацию:

- данные о степени коррозии искусственных заземлителей;
- сопротивление проводников связи ЭО с ЗУ;
- результаты осмотров и выявленных дефектов;
- данные по устранению замечаний и дефектов;
- дату выборочного вскрытия грунта и результаты осмотров заземлителей, проводников и контактов.

В процессе эксплуатации ЗУ ОЗЭХ или уполномоченный им работник проводят визуальные осмотры видимой части заземляющего устройства по графику, но не реже одного раза в 6 месяцев. При таких осмотрах оценивают состояние контактных соединений между защитным проводником и ЭО, наличие антикоррозийных покрытий и отсутствие обрывов. Результаты осмотров заносят в паспорт ЗУ с указанием даты.

Осмотры с выборочным вскрытием грунта в местах, наиболее подверженных коррозии, а также вблизи мест заземления нейтралей силовых трансформаторов, присоединений разрядников и ограничителей перенапряжений производят в соответствии с графиком планово-профилактических работ (ППР), но не реже одного раза в 12 лет. Длину участка ЗУ, подвергающегося выборочному вскрытию грунта, определяет технический руководитель предприятия.

Выборочное вскрытие производят на всех ЗУ предприятия. На ВЛ в населенной местности вскрытие производят выборочно на 2 % опор, имеющих ЗУ. В местности с высокой агрессивностью грунта по решению технического руководителя предприятия может быть установлена более частая периодичность осмотров с выборочным вскрытием грунта. При вскрытии грунта производят инструментальную оценку состояния заземлителей (проводят измерения линейных размеров для определения степени

коррозии) и контактных соединений. Заземлитель должен быть заземлен, если коррозией разрушено более 50 % его сечения. Результаты осмотров оформляют актами.

При межремонтных испытаниях и измерениях по графикам ППР с целью определения технического состояния ЗУ производят:

- измерения сопротивления ЗУ;
- измерения напряжения (в ЭУ, ЗУ которых выполнено по нормам на напряжение прикосновения);
- проверку целостности цепи между ЗУ и заземляемыми объектами, а также соединений естественных заземлителей с ЗУ;
- измерение токов КЗ ЭУ, проверку состояния пробивных предохранителей;
- измерение удельного сопротивления грунта в районе ЗУ.

Проверку цепи фаза-нуль в ЭУ до 1 кВ проводят в системе TN одним из следующих способов:

- непосредственным измерением тока однофазного замыкания на корпус или защитный проводник;
- измерением полного сопротивления цепи фаза-нулевой защитный проводник с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

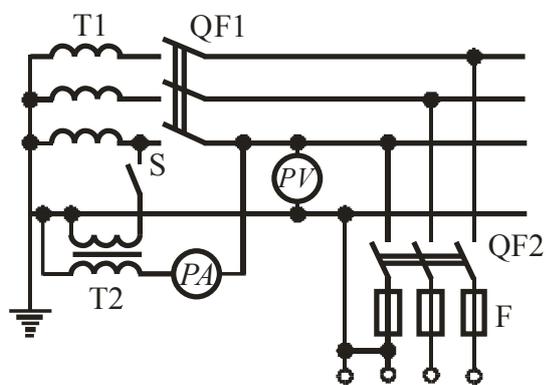


Рис. 28. Схема измерения петли фаза-нуль: T1 – трансформатор силовой; T2 – трансформатор для измерения; F – предохранитель; QF1, QF2 – выключатели автоматические; S – выключатель

Проверку сопротивления цепи фаза-нуль (рис. 28) проводят прибором М417 или по методу амперметра-вольтметра. При этом оборудование отключают от сети и делают искусственное замыкание одного фазного провода на корпус оборудования. Измерение выполняют на переменном токе от понижающего трансформатора T2, ток которого должен быть не менее 10–20 А. Сопротивление петли фаза-нуль должно быть таким, чтобы обеспечивалось надежное отключение поврежденного участка максимальной токовой защитой.

Для ВЛ измерения производят у опор, имеющих разъединители, защитные промежутки, разрядники, повторное заземление PEN-проводника (нулевого провода), а также выборочно у 2 % железобетонных и металлических опор в населенной местности.

Измерения проводят в период наибольшего высыхания грунта (для районов вечной мерзлоты – в период наибольшего промерзания грунта).

Результаты измерений оформляют протоколом. Указанные выше измерения производят также после реконструкции и ремонта ЗУ, при обнаружении разрушения или перекрытия изоляторов ВЛ электрической дугой.

Для проверки соответствия токов плавления предохранителей или уставок расцепителей автоматических выключателей току КЗ в ЭУ периодически, но не реже одного раза в 2 года, проводят проверку срабатывания защиты.

После каждой перестановки ЭО и монтажа нового (в ЭУ до 1000 В) перед его включением проверяют срабатывание защиты при КЗ.

Сети до 1000 В с изолированной нейтралью защищают пробивным предохранителем, который устанавливают в нейтрали или фазе со стороны низшего напряжения источника питания. Его снабжают средствами контроля целостности.

Измерение сопротивления заземления производят с помощью мостов МС-08.М416, Ф4103-М1 и др.

Наибольшее применение получил мост МС-08, позволяющий измерять удельное сопротивление грунта и сопротивление заземления $R_{з.у}$, в том числе сопротивление постоянному току контактных соединений ЗУ в пределах от десятых долей ома до 1000 Ом с погрешностью $\pm 1,5\%$.

Измерение $R_{з.у}$ прибором МС-08 производят с помощью вспомогательного электрода и зонда. Посредством генератора прибора и вспомогательного электрода 3 через проверяемое заземление 1 пропускается ток $I_{з.у}$ (рис. 29).

Сопротивление составляет $R_{з.у} = U_{з.у} / I_{з.у}$. Измерительным органом в приборе МС-08 служит логометр. Характер изменения потенциалов между электродами виден из рис. 29.

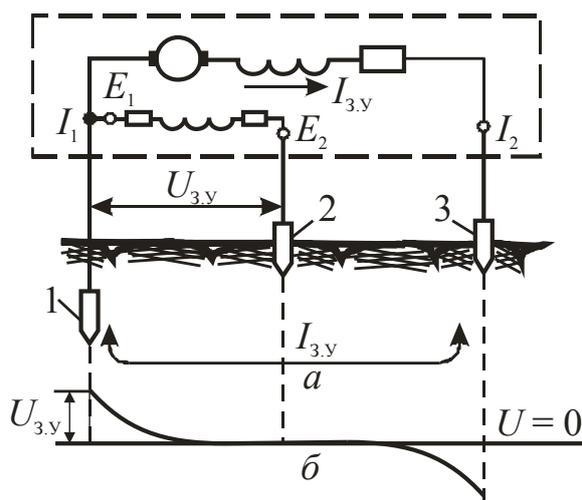


Рис. 29. Принцип измерения сопротивления растеканию $R_{3,y}$ с помощью прибора МС-08: *а* – внутренняя схема прибора и внешние соединения при измерении; *б* – кривая распределения потенциалов между электродами; 1 – проверяемое заземление; 2 – потенциальный зонд; 3 – электрод вспомогательный (токовый)

в контур. Во всех случаях прибор располагают как можно ближе к испытуемому заземлению. Сечение проводника, соединяющего электрод 1 с выводом I_1E_1 , должно быть не менее $4-6 \text{ мм}^2$, поскольку его сопротивление входит в измеряемое сопротивление $R_{3,y}$. Вспомогательный электрод 3 располагают на расстоянии не менее 10 м от зонда 2.

В качестве вспомогательного электрода 3 и зонда 2 применяют стальные стержни, которые забивают в грунт на глубину не менее 0,5 м.

При капитальных ремонтах ЗУ, осуществляемых по графику ППР, производят вскрытия ЗУ, проверяют соединения ЗУ с заземляемыми объектами, в том числе с естественными заземлителями, измеряют напряжение прикосновения на территории ЭУ

Измеряя с помощью зонда 2 большой (потенциальной) рамкой логометра $U_{3,y}$ (для этого зонд должен располагаться в зоне нулевого потенциала), а через малую (токовую) рамку логометра пропуская ток растекания $I_{3,y}$, можно измерить сопротивление $R_{3,y}$ (отношение $U_{3,y}/I_{3,y}$). Шкала прибора отградуирована в омах. Применение в приборе логометра обеспечивает точность измерения при отклонениях частоты вращения индукторного генератора, приводимого во вращение от руки, в пределах 90–120 1/мин.

Сопротивление заземления $R_{3,y}$ (сопротивление растеканию) измеряют как у отдельных заземлителей, так и у группы их, объединенных

и напряжение на ЗУ (в ЭУ, выполненных по нормам на напряжение прикосновения).

Задание для самостоятельной работы студентов по разделу 3.8

1. Самостоятельно изучить гл. 1.7 ПУЭ-7.

4. СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С НЕЛИНЕЙНЫМИ НАГРУЗКАМИ

4.1. Нелинейные нагрузки и высшие гармоники тока и напряжения

К нелинейным нагрузкам относят элементы СЭС с нелинейной вольт-амперной характеристикой (ВАХ): полупроводниковые преобразователи, дуговые электропечи, электросварочные установки, газоразрядные лампы и др. При работе их в СЭС возникают высшие гармоники тока и напряжения как результат искажения формы синусоиды.

Известно, что любую периодическую функцию времени, удовлетворяющую условиям Дирихле, можно представить тригонометрическим рядом Фурье:

$$f(t) = A_0 + A_{1m} \sin(\omega t + \varphi_1) + \dots = A_0 + \sum_{v=0}^{\infty} A_{vm} \sin(v\omega t + \varphi_v), \quad (19)$$

где $A_{1m} \sin(\omega t + \varphi_1)$ – первая или основная гармоника; $A_{vm} \sin(v\omega t + \varphi_v)$ – гармоники высшего порядка; $\omega = 2\pi/T$ – основная круговая частота первой гармоники; $v = 1, 2, 3, 4, \dots$; φ_1, φ_v – начальные фазы.

Совокупность амплитуд гармоник A_v составляет дискретный амплитудный спектр тока и напряжения питающей сети, начальные фазы которой определяются углом φ_v .

Проблема высших гармоник – несинусоидальности – возникла в последние годы в связи с применением мощных электроприемников с нелинейной ВАХ. В промышленных электросетях

высшие гармоники могут генерировать ненагруженные трансформаторы и другие электроприемники.

В настоящее время *проблема высших гармоник* является одной из важных частей общей проблемы электромагнитной совместимости электроприемников с питающей электрической сетью. Искажения кривой напряжения в электрических сетях приводят к ряду отрицательных последствий, в том числе к появлению добавочных потерь в ЛЭП и трансформаторах; ускорению износа изоляции; ухудшению точности электрических измерений, наводкам и помехам в силовых цепях как каналах передачи информации. Кроме того, ограничивается, а в ряде случаев становится невозможным применение конденсаторов из-за перегрузки их токами высших гармоник и возникновения резонансных явлений.

Для улучшения энергетических характеристик электросетей необходимо достоверно определить характеристику несинусоидальности напряжения (коэффициент несинусоидальности), спектральный состав и уровень гармоник тока и напряжения с целью их ограничения, наметить меры по ограничению несинусоидальности и выяснить затраты на эти цели. Обычно эти задачи решают на стадии проектирования системы электроснабжения в тесной связи с вопросами компенсации РМ.

4.2. Искажение формы напряжения и тока при работе полупроводниковых преобразователей

При работе полупроводниковых преобразователей (ПП) в кривой напряжения питающей сети в моменты коммутации полупроводниковых вентилях (ПВ) появляются *коммутационные искажения*, форма, значение и число которых зависят от схемы и количества пульсов выпрямления, мощности ПП, параметров питающей сети и угла управления ПВ.

В качестве примера рассматриваем работу 12-пульсового ПП, который питается от сети (рис. 30, а), имеющей общее сопротивление X_C . Между точкой 1, где исследуется характер искажения формы кривой напряжения, и ПП включено индуктивное сопротивление X_{II} трансформатора и ПП. Питание нагрузки по постоянному току обеспечивается совместным включением

двух 6-пульсовых ПП, один из которых подключен к обмоткам трансформатора, соединенных в звезду, а другой – в треугольник. Для ПП с соединением обмоток «звезда-звезда» имеется два искажения в фазных напряжениях и три в линейных, а по схеме «звезда-треугольник» – три в фазных и два в линейных.

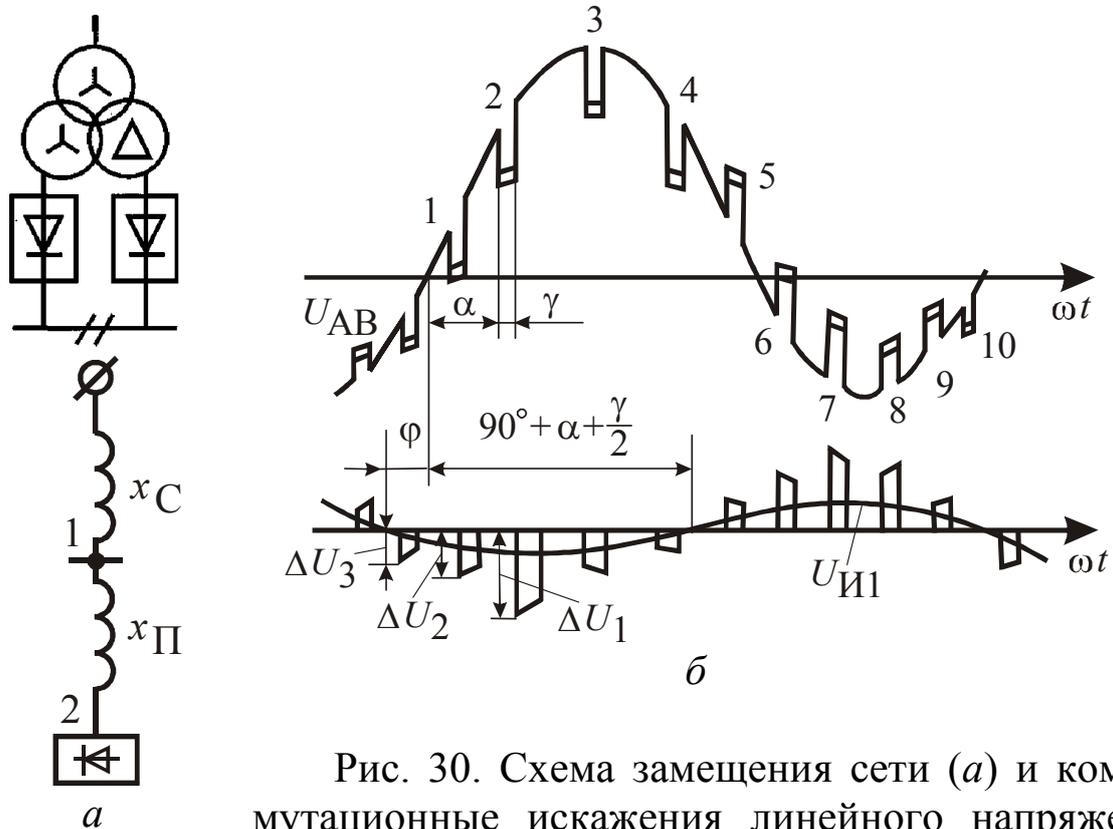


Рис. 30. Схема замещения сети (а) и коммутационные искажения линейного напряжения (б)

На рис. 30, б показаны коммутационные искажения синусоиды напряжения питающей сети. При неизменном токе нагрузки искажения напряжения происходят только в моменты коммутации ПВ, когда коммутирующие ПВ образуют двухфазное КЗ. Этим моментам соответствуют провалы напряжения, обозначенные цифрами 1–10 на синусоиде линейного напряжения.

Искаженная форма линейного напряжения представляется в виде суммы неискаженной синусоиды и кривой коммутационных провалов. Основная гармоника этой кривой $U_{И1}$ по фазе не совпадает с линейным напряжением U_A на угол φ , зависящий от углов управления α и коммутации $\gamma/\varphi = \alpha + \gamma/2$.

Кроме того, имеет место соотношение $\varphi_v \approx (\alpha + \gamma/2)v$.

Провалы линейного напряжения 2, 4, 5, 7, 9 и 10 обусловлены работой ПП, обмотки трансформатора которого соединены по схеме «звезда-звезда», а провалы 1, 3, 6 и 8 – работой ПП, обмотки трансформатора которого соединены по схеме «звезда-треугольник». Провалы накладываются на синусоиду питающего напряжения и искажают ее (рис. 30, б).

Помимо основной гармоники напряжения и токи содержат ряд гармоник более высоких порядков, номера которых определяют по выражению

$$\nu = qk \pm 1,$$

где q – число пульсов выпрямления; $k = 1, 2, 3, \dots$ – последовательный ряд чисел.

В кривой питающего ПП напряжения имеются высшие гармоники, называемые каноническими: при 6-пульсовой схеме $\nu = 5, 7, 11, 13, 17, 19, 23$; при 12-пульсовой схеме $\nu = 11, 13, 23, 25, 35, 37$; при 24-пульсовой схеме $\nu = 23, 25, 47, 49, 71, 73$.

При работе электродуговых печей мощных электросварочных аппаратов в точках содержатся гармоники 2, 3, 4 и 6-го порядков.

4.3. Влияние несинусоидальной формы кривой напряжения на работу электрооборудования

Как было уже указано выше, при протекании токов ВГ по элементам СЭС возникают дополнительные потери активной мощности, интенсифицируется процесс старения изоляции, и возникает ряд других нежелательных явлений. Наиболее ощутимое влияние высшие гармоники оказывают на работу конденсаторов: они чаще выходят из строя из-за ускорения износа диэлектриков и перегрузки токами ВГ, которые появляются, как правило, при возникновении в сети резонансного режима на частоте одной из гармоник.

Наибольшие потери активной мощности имеют место в трансформаторах, двигателях и генераторах, увеличение активного сопротивления которых с ростом частоты происходит примерно пропорционально корню квадратному из номера ВГ ($\sqrt{\nu}$). Эти потери могут привести к недопустимому перегреву обмоток

электрических машин, но во всех случаях приводят к дополнительным потерям электроэнергии, которые могут быть значительными.

Высшие гармоники тока и напряжения влияют на показания электроизмерительных приборов, в том числе счетчиков электроэнергии (их погрешность возрастает до 10 %).

Мерой наличия несинусоидальности в СЭС является коэффициент несинусоидальности, для определения которого в практических расчетах можно использовать (для любой последовательной фазы) формулу

$$K_{НС} = X_{*С} \sqrt{\frac{3}{\pi} \frac{\sin\varphi}{X_{*С} + X_{*П}} - \frac{9}{\pi^2}} = \frac{S_{П}}{S_{К}} \sqrt{0,955 \frac{\sin\varphi}{\frac{S_{П}}{S_{К}} + X_{*П}} - 0,91},$$

где $X_{*С} = S_{П}/S_{К}$ – эквивалентное сопротивление системы в о.е., приведенное к мощности ПП $S_{П}$, т.е. сопротивление от условной точки бесконечной мощности до точки сети, в которой определяется $K_{НС}$; $S_{К}$ – мощность КЗ в точке, в которой определяется $K_{НС}$; $X_{*П}$ – индуктивное сопротивление цепи ПП в о.е., приведенное к $S_{П}$; $X_{*П}$ – это сопротивление трансформатора преобразователя, т.е.

$$X_{*П} = X_{*Т} = \frac{U_{К} \%}{100} \left(1 + \frac{K_{р}}{4} \right) \frac{S_{П}}{S_{НОМ.Т}}.$$

Здесь $S_{НОМ.Т}$ – номинальная мощность трансформатора ПП; $K_{р}$ – коэффициент расщепления обмоток трансформатора; $U_{К} \%$ – напряжение КЗ трансформатора.

Для двухобмоточных трансформаторов, применяемых в 6-пульсовых схемах (трехфазных мостовых):

$$K_{р} = 0; \quad X_{*П} = \frac{U_{К} \%}{100} \frac{S_{ПР}}{S_{НОМ.Т}}.$$

Для трехобмоточных трансформаторов, применяемых в ПП на 12-пульсовой схеме:

$$K_{р} = \frac{U_{К(НН1-НН2)}}{U_{К}},$$

где $U_{к(НН1-НН2)}$ – напряжение КЗ между расцепленными вторичными обмотками трансформатора.

Пример 1. Определить $K_{НС}$ на секциях 10 и 110 кВ (рис. 31). Преобразователь работает по 6-пульсовой мостовой схеме.

Данные для расчета: система $S_{К2} = 2000$ МВА; трансформатор Т1: 40 МВА, $U_{кВН-НН} = 10,5\%$; синхронный двигатель Д: 12 МВА; $X_d'' = 0,15$ о.е.; трансформатор преобразователя Т2: 24 МВА, $U_{кВН-НН} = 14\%$; нагрузка преобразователя: 25 МВА, $\cos\phi = 0,8$, мощность КЗ на секции 10 кВ $S_{К1} = 405$ МВА.

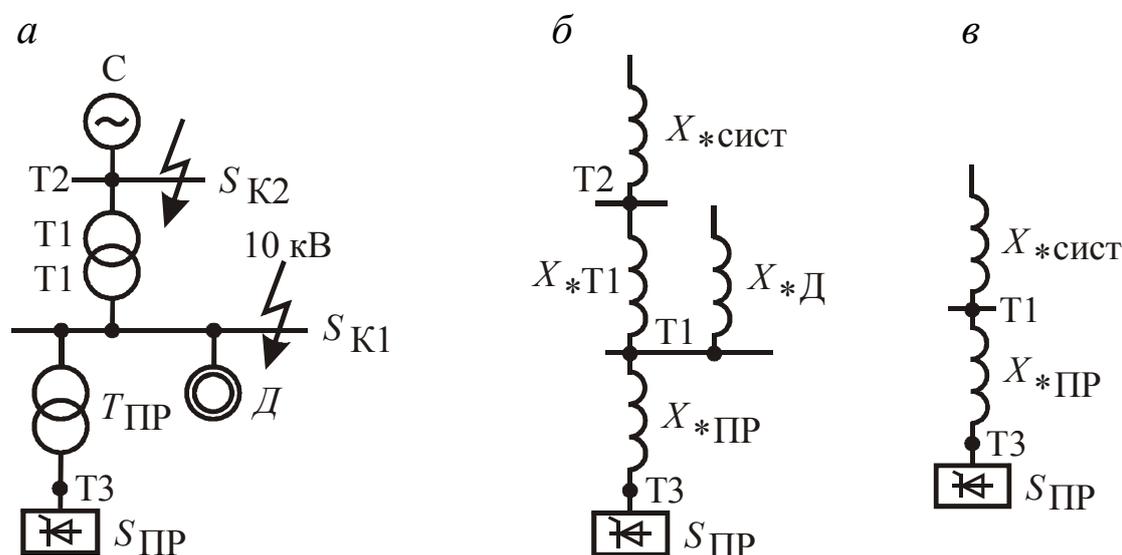


Рис. 31. Схема к примеру (а) и схемы замещения (б) и (в)

Решение. Все сопротивления элементов сети приводят к расчетной мощности преобразователя $S_{П} = 25$ МВА:

$$X_{*сист} = \frac{S_{П}}{S_{К2}} = \frac{25}{2000} = 0,125;$$

$$X_{*Т1} = \frac{U_{кВН-НН}}{100} \frac{S_{П}}{S_{ном.Т1}} = \frac{10,5}{100} \frac{25}{40} = 0,0656;$$

$$X_{*Д} = X_{*d}'' \frac{S_{П}}{S_{ном.Д}} = (0,15) \frac{25}{12} = 0,312;$$

$$X_{*С} = (X_{*сист} + X_{*Т1}) // X_{*Д} = (0,0125 + 0,0656) // 0,312 = 0,062$$

$$\text{или } X_{*C} = \frac{S_{\Pi}}{S_{K1}} = \frac{25}{405} = 0,062;$$

$$X_{*ПР} = X_{T2} = \frac{U_{кВН-НН}}{100} \left(1 + \frac{K_p}{4}\right) \frac{S_{\Pi}}{S_{НОМ.T2}} = \frac{14}{100} \left(1 + \frac{0}{4}\right) \frac{25}{24} = 0,146;$$

$$\sin\varphi = \sqrt{1 - \cos^2\varphi} = \sqrt{1 - (0,8)^2} = 0,6.$$

В данном случае выполняется условие $S_{\Pi}/S_{K1} \leq 0$, и для определения $K_{НС}$ на секции 10 кВ можно применить формулу

$$K_{НС} = \sqrt{\frac{3}{\pi} \frac{\sin\varphi X_*^2}{X_{*C} + X_{*ПР}} - \frac{9}{\pi^2} X_{*C}^2} = \sqrt{\frac{3}{\pi} \frac{3(0,062)^2 \cdot 0,6}{0,062 + 0,146} - \frac{9}{\pi^2} (0,062)^2} = 0,0835 \approx 8,35 \%$$

Зная $K_{НС}$ на секции 10 кВ, можно определить коэффициент несинусоидальности в любой точке сети. На секции 110 кВ (точка T2 на рис. 31) он будет равен:

$$K_{НС.T2} = K_{НС.T1} \frac{X_{*сист}}{X_{*сист} + X_{*T1}} = 8,35 \frac{0,0125}{0,0125 + 0,0656} = 1,34 \%$$

Пример 2. При тех же условиях определить $K_{НС}$ на секции 10 кВ при $K_p = 0$, если преобразователь выполнен по 12-пульсовой схеме и преобразовательный трансформатор имеет следующие параметры: 24 МВА, $U_{кВН-(НН1+НН2)} = 14 \%$.

Решение. При $K_p = 0$ схема замещения приведена на рис. 31, в. По той же формуле

$$K_{НС.T1} = 0,032 \sqrt{\frac{3}{\pi} \frac{0,6}{0,062 + 0,146} - \frac{9}{\pi^2}} = 0,0835 = 8,35 \%$$

Поскольку $K_{НС}$ в том и другом случае больше 5 %, необходимо принять меры по снижению несинусоидальности.

4.4. Мощность в цепях с периодическим несинусоидальным изменением напряжения и тока

В цепях переменного тока мгновенное значение электрической мощности, отдаваемой потребителю от источника питания,

есть произведение мгновенных значений напряжения источника питания и тока:

$$S(t) = U(t)I(t).$$

При периодически изменяющихся напряжении и токе полная мощность есть произведение действующих значений напряжения и тока

$$S = UI = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T U^2(t) dt} \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T I^2(t) dt}.$$

Активная мощность, т.е. мощность, преобразуемая в работу, теплоту и т.д., равна среднему значению мгновенной мощности, определяемой за один период напряжения питающей сети:

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T U(t)I(t) dt. \quad (20)$$

Если нагрузка представлена активным сопротивлением, т.е. удовлетворяет закону Ома, то полная мощность равна активной мощности $P = S$. Если же соотношение значений напряжения и тока не удовлетворяет закону Ома, то для оценки работы схемы используют понятие неактивной составляющей мощности или мощности дисторсии (искажения). Тогда действует соотношение

$$D^2 = S^2 - P^2 = Q^2.$$

Наиболее распространенное ее название – реактивная мощность.

В цепях с нелинейными нагрузками напряжение и ток изменяются по периодическому, но несинусоидальному закону, а поэтому мощность нельзя выразить по закону Ома для цепи переменного тока.

Известно, что любую несинусоидальную функцию можно представить в виде тригонометрического ряда Фурье. Если кривые изменения тока и напряжения несинусоидальны, то для определения мощности образующие ее составляющие следует представить в виде тригонометрических рядов:

$$U(t) = \sum_{v=0}^{\infty} U_{vm} \sin(v\omega t + \varphi_v);$$

$$i(t) = \sum_{v=0}^{\infty} I_{vm} \sin(v\omega t + \varphi_v - \psi_v).$$

Активная мощность такой цепи в соответствии с (20) будет

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T \left[\sum_{v=0}^{\infty} U_{vm} \sin(v\omega t + \varphi_v) \sum_{v=0}^{\infty} I_{vm} \sin(v\omega t + \varphi_v - \psi_v) \right] dt, \quad (21)$$

где ψ_v – угол сдвига между напряжением и током v -й гармоники. Известно, что средние за один период произведения мгновенных значений синусоидальных функций с разными частотами равны нулю и тригонометрические ряды совпадают при любых значениях ω , т.е. круговой частоты ($\omega = 2\pi f$), и поэтому получаем

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T \sum_{v=0}^{\infty} U_{vm} I_{vm} \sin(v\omega t + \varphi_v) \sin(v\omega t + \varphi_v - \psi_v) dt.$$

После интегрирования и подстановки $U_v = \frac{U_{vm}}{\sqrt{2}}$ и $I_v = \frac{I_{vm}}{\sqrt{2}}$ получим

$$P_0 = U_0 I_0 + \sum_{v=0}^{\infty} \frac{U_{vm} I_{vm} \cos \psi_v}{2} = \sum_{v=0}^{\infty} U_v I_v \cos \psi_v, \quad (22)$$

где U_v, I_v – действующие значения напряжения и тока v -й гармоники.

Из (22) следует вывод о том, что среднее значение мгновенной мощности периодических функций равно сумме средних значений мгновенных мощностей отдельных гармоник. По аналогии с цепями с синусоидальными изменениями величин вводят понятие реактивной мощности, равной сумме реактивных мощностей отдельных гармоник:

$$Q = \sum_{v=1}^{\infty} Q_v = \sum_{v=1}^{\infty} U_v I_v \sin \psi_v,$$

а также понятие полной мощности, равной произведению действующих значений напряжения и тока:

$$S = UI = \sqrt{\sum_{v=1}^{\infty} U_v^2 \sum_{v=1}^{\infty} I_v^2}. \quad (23)$$

Заметим, что понятие полной мощности является условным, не имеющим физического смысла.

В электрических цепях с несинусоидальной формой тока выделяют следующие составляющие мощности:

– активную мощность, определяемую синусоидальным напряжением и синусоидальной составляющей тока, находящейся в фазе с кривой напряжения;

– реактивную мощность Q , определяемую синусоидальным напряжением и синусоидальной составляющей тока, сдвинутой относительно кривой напряжения;

– мощность искажения D_0 , определяемую синусоидальным напряжением и высшими гармониками тока;

– полную мощность, определяемую из соотношения

$$S^2 = P^2 + Q^2 + D_0^2; \quad (24)$$

– неактивную составляющую полной мощности, которая может быть представлена в виде суммы квадратов $D = \sqrt{Q^2 + D_0^2}$.

На рис. 32, *а* показана векторная диаграмма мощностей при синусоидальном изменении тока и напряжения, а на рис. 32, *б* – в сети с нелинейной нагрузкой.

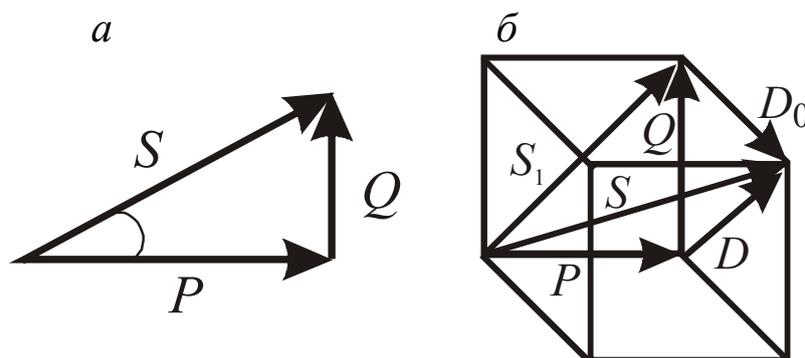


Рис. 32. Векторные диаграммы: обычной сети (*а*); при несинусоидальном изменении напряжения и тока (*б*)

На рис. 32, *б* показаны: S_1 – полная мощность линейной части нелинейной цепи $S_1^2 = P^2 + Q^2$; D_0 – мощность искажения; D – неактивная составляющая полной мощности; S – полная мощность нелинейной цепи.

Пример. Трехфазный мостовой ПП ($q = 6$) имеет следующие характеристики: среднее выпрямленное напряжение при холостом ходе (ХХ) $U_{d0} = 200$ В; угол управления ПВ $\alpha = 60$ °С; средний выпрямленный ток $I_d = 300$ А. Определить составляющие полной мощности и коэффициент мощности.

Решение. Определяют:

– выходное напряжение при $\alpha = 60^\circ$:

$$U_{d\alpha} = U_{d0} \cos \alpha = 200 \cdot 0,5 = 100 \text{ В};$$

– коэффициент мощности $\cos \varphi = \cos \alpha = \frac{U_{d\alpha}}{U_{d0}} = \frac{100}{200} = 0,5$.

Отношение действующего значения фазного тока к действующему значению тока первой гармоники зависит от схемы и числа пульсов выпрямления:

– для шестипульсовой схемы ($q = 6$)

$$\frac{I}{I_1} \Big|_{\gamma = 0} = \frac{\pi}{2\sqrt{2}} = 1,11;$$

– для многопульсовых систем

$$\frac{I}{I_1} \Big|_{\gamma = 0} = \frac{U_m}{U_{d0}} = \begin{cases} 1,21 & \text{при } q = 3 \\ 1,05 & \text{при } q = 6 \\ 1,01 & \text{при } q = 12 \end{cases},$$

где U_m – максимальное фазное напряжение источника питания.

Определяют: коэффициент мощности при $q = 6$:

$$\cos \varphi' = \cos \varphi_1 = \frac{U_{d0}}{U_m} = 0,5 \frac{1}{1,05} = 0,4762;$$

– мощность в цепи постоянного тока при $\alpha = 0$

$$P_{d0} = I_{d0} U_{d0} = 200 \cdot 300 = 60000 \text{ Вт};$$

– активную мощность ПП

$$P_\alpha = P_{d0} \cos \varphi_1 = 60000 \cdot 0,5 = 30000 \text{ Вт};$$

– реактивную мощность ПП

$$Q_\alpha = P_{d0} \sin \varphi_1 = 60000 \cdot 0,866 = 52000 \text{ Вт};$$

– полную мощность ПП

$$S = P_\alpha / \cos \varphi = 30000 / 0,4762 = 63000 \text{ ВА};$$

– мощность искажения

$$D_0 = \sqrt{S^2 - P^2 - Q^2} = 19105 \text{ ВА}.$$

Таким образом, за счет несинусоидальности тока и напряжения потери составляют 30,3 % от общей мощности.

Задание для самостоятельной работы по разделу 4

1. Чем вызывается наличие высших гармоник тока и напряжения в сетях промышленных предприятий?

2. Чем отличаются потери электроэнергии в сетях с высшими гармониками от потерь в сетях без этих гармоник?

5. КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТЯХ С ВЫСШИМИ ГАРМОНИКАМИ

5.1. Схемы включения конденсаторов

Конденсаторы (К) в СЭС промышленных предприятий в зависимости от способа включения применяют либо для компенсации реактивной мощности (РМ) и регулирования напряжения, либо для регулирования напряжения при резкопеременной нагрузке.

Для компенсации РМ и регулирования напряжения К включают параллельно нагрузке и называют такой способ поперечной компенсацией (рис. 33, а).

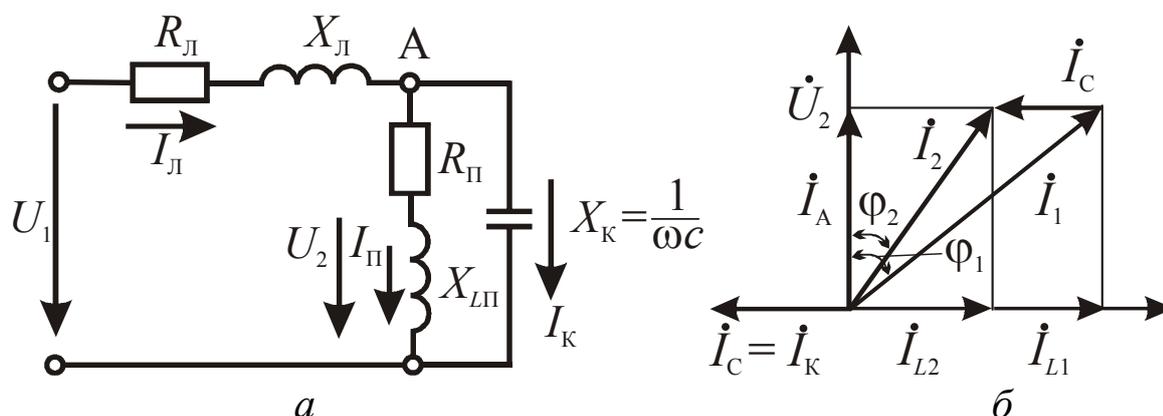


Рис. 33. Поперечная емкостная компенсация: схема замещения (а); векторная диаграмма (б)

На рис. 33 через $R_{Л}$ и $X_{Л}$ обозначены активное и индуктивное сопротивления ЛЭП, через $R_{П}$ и $X_{ЛП}$ – то же – нагрузки, через $X_{К}$ – емкостное сопротивление К.

Для узла А ток в линии определяется по первому закону Кирхгофа:

$$I_{\text{Л}} = I_{\text{П}} + I_{\text{К}},$$

где $I_{\text{Л}}$, $I_{\text{П}}$, $I_{\text{К}}$ – векторы тока в линии, в ветви нагрузки и БК.

На рис. 33, б построена векторная диаграмма. Включение К с емкостью С параллельно нагрузке приводит к появлению тока $I_{\text{С}} = I_{\text{К}}$, направленного против $I_{\text{Л1}}$, к уменьшению угла φ_1 до φ_2 ; ток нагрузки $I_{\text{П}}$ уменьшается от I_1 до I_2 на $\Delta I = I_1 - I_2$. Разгрузились на ту же величину генераторы энергосистемы за счет генерации конденсаторной батареей мощностью $Q_{\text{К}}$ в месте установки приемников. Сеть и генераторы разгрузились за счет уменьшения потерь $\Delta P_{\text{К}}$ и $\Delta Q_{\text{К}}$, так как потом РМ снизился на $Q_{\text{К}}$:

$$\Delta P_{\text{К}} = \left(\frac{Q_{\text{К}}}{U} \right)^2 R;$$

$$\Delta Q_{\text{К}} = \left(\frac{Q_{\text{К}}}{U} \right)^2 X,$$

где R и X – эквивалентные сопротивления цепи энергосистема-потребитель.

Снижение тока на ΔI позволяет уменьшить сечение проводов линий на $\Delta S = \Delta I / j_3$, где j_3 – экономическая плотность тока в линии.

Снижается установленная мощность трансформаторов и уменьшаются потери напряжения в сети за счет уменьшения потока реактивной мощности на $Q_{\text{К}}$ до значения:

$$\Delta U = \frac{PR - (Q - Q_{\text{К}})X}{U}.$$

Повышение емкости целесообразно лишь в пределах, не выходящих за значение $\varphi_2 \geq 0$ и $\cos \varphi \leq +1$.

Из диаграммы находим:

$$I_{\text{С}} = I_{\text{ПЛ1}} - I_{\text{ПЛ2}} = I_{\text{а}} \operatorname{tg} \varphi_1 - I_{\text{а}} \operatorname{tg} \varphi_2 = I_{\text{а}} (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2).$$

Поскольку $I_{\text{С}} = U / X_{\text{К}} = U \omega C$ и $I_{\text{а}} = P / U$, получаем

$$U \omega C = \frac{P}{U} (\operatorname{tg} \varphi_1 - \operatorname{tg} \varphi_2).$$

Отсюда получаем емкость БК и их реактивную мощность $Q_{БК}$:

$$C = \frac{P}{\omega U^2} (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2);$$

$$Q_K = U^2 \omega C = P (\operatorname{tg}\varphi_1 - \operatorname{tg}\varphi_2).$$

Влияние поперечной компенсации сказывается на соотношении напряжений в начале и в конце ЛЭП. На рис. 34 построена векторная диаграмма напряжений до компенсации (сплошные линии) и после компенсации, повышающей $\cos\varphi$ до единицы.

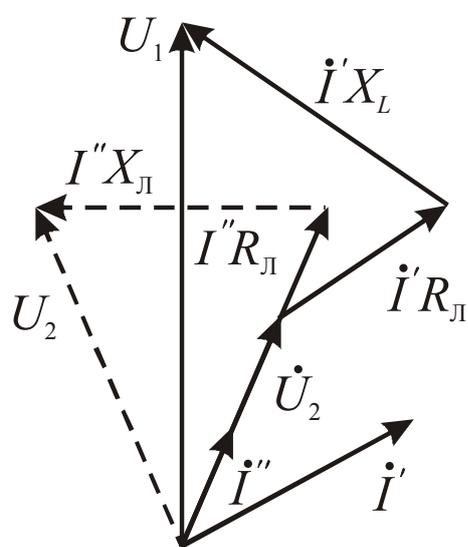


Рис. 34. Векторная диаграмма напряжений при компенсации РМ

Видно, что абсолютные значения напряжений U_1 и U_2 даже при значительном изменении угла φ (от φ до $\varphi = 0$) за счет поперечной емкости компенсации изменяются в ограниченных пределах, и напряжение U_2' остается меньше напряжения U_1 .

Для поперечной емкостной компенсации применяют комплекты конденсаторные установки (ККУ), располагаемые в цехах (до 1000 В) или на подстанциях (выше 1000 В). Снабжаются ККУ в треугольник, т.к. номинальные напряжения однофазных ККУ соответствуют линейному напряжению, кВ: 1,05; 3,15; 6,3; 10,5. В сетях

35–110 кВ ККУ включают по схеме «звезда».

Подбор конденсаторов для батареи мощностью $Q_{БК}$ производят по формуле

$$Q_K = 3 n m Q_{\text{ном.К}} \left(\frac{U_C}{U_K} \right)^2, \quad (25)$$

где 3 – число фаз; n , m – число последовательно и параллельно включаемых однофазных банок; $Q_{\text{ном.К}}$ – номинальная РМ банки; U_C – напряжение сети; U_K – номинальное напряжение банки.

Включение К последовательно с нагрузкой (рис. 35, а) называют продольной компенсацией.

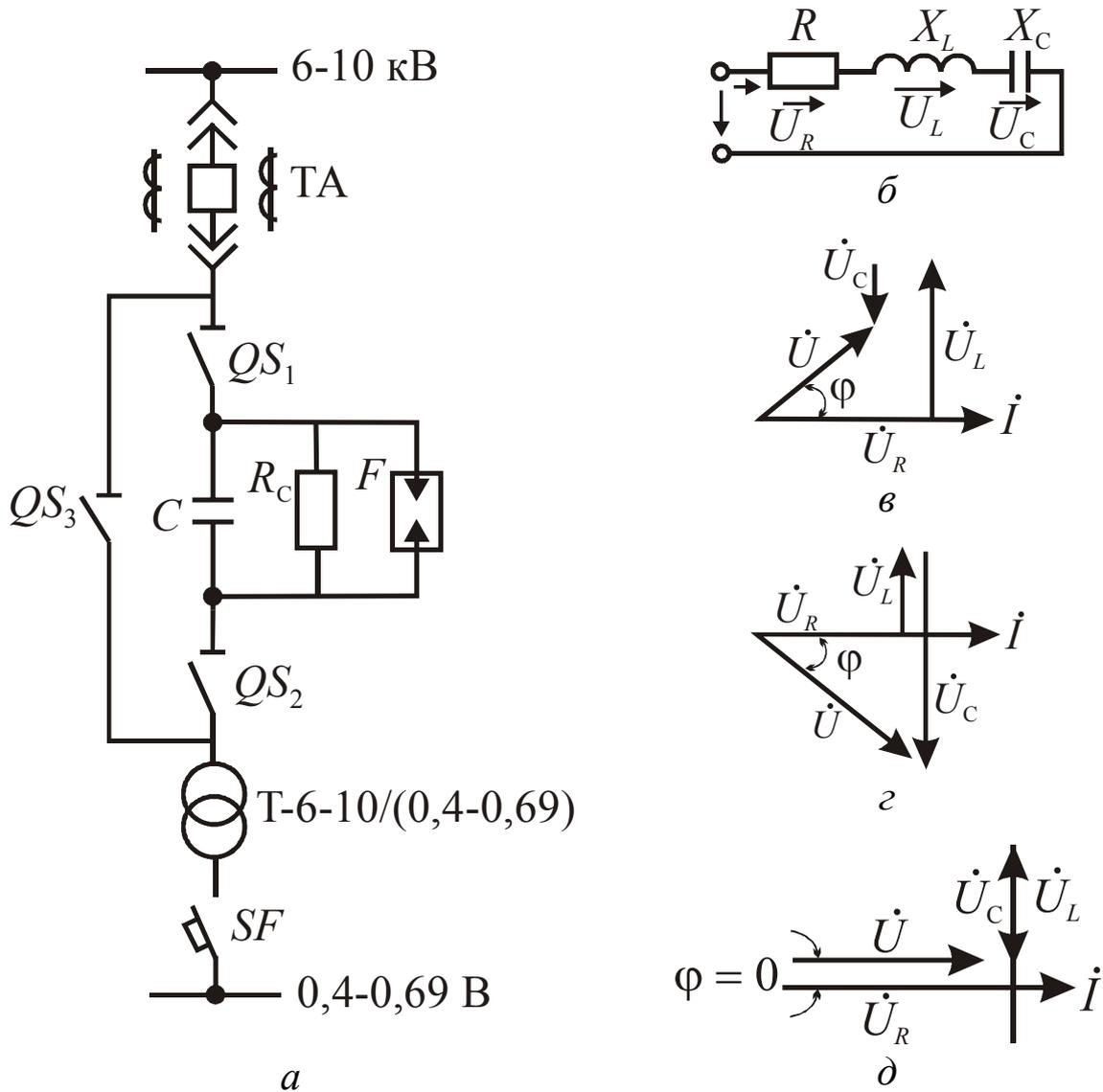


Рис. 35. Схема продольной компенсации (а), схема замещения (б) и векторные диаграммы (в, з, д)

Действующие значения тока и напряжения на участках последовательной цепи определяют по соотношениям:

$$I = \frac{U}{Z} = \frac{U}{\sqrt{R^2 - X^2}}; U_R = IR; U_L = IX_L; U_C = IX_C; X = X_L + X_C;$$

$$X_L = 2\pi f L; X_C = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{2\pi f C}; \varphi = \arctg \frac{X}{R}.$$

В зависимости от соотношения между индуктивным и емкостным сопротивлениями векторная диаграмма может иметь три вида:

– при индуктивном характере цепи, когда $X_L > X_C$, угол $\varphi = \arctg \frac{X_L - X_C}{R}$ и ток отстает от напряжения (рис. 35, в);

– при емкостном характере цепи, когда $X_C > X_L$, угол $\varphi > 0$, ток опережает напряжение (рис. 35, г);

– при равенстве $X_L = X_C$; $\varphi = 0$ и ток совпадает по фазе с напряжением, а падения напряжения в индуктивности IX_L и в емкости IX_C равны и компенсируются, т.к. взаимно противоположны по направлению.

Этот случай, называемый резонансом напряжений, характеризуется максимальным значением тока в цепи при $U = \text{const}$:

$$I = \frac{U}{\sqrt{R^2 + (X_L - X_C)^2}} = \frac{U}{R}.$$

В сетях промышленных предприятий, где R_C – сопротивление сети много меньше индуктивного сопротивления трансформаторов ($R \approx 0,1X_{\text{тр}}$), может возникнуть резонанс напряжений при КЗ; при этом резко возрастает ток КЗ и повышается напряжение на индуктивности и емкости при $R \rightarrow 0$: $I \rightarrow \infty$; $U_L \rightarrow U_C \rightarrow \infty$.

Поэтому емкость выбирают так, чтобы напряжение $U_C = IX_C$ составляло $(0,05-0,2)U_{\text{ном}}$ сети. Тогда емкость компенсирует лишь часть потерь РМ, равную

$$Q_C = U_C^2 \omega C. \quad (26)$$

Следовательно, установка продольной компенсации не является источником РМ.

Применяют УПК для снижения потерь напряжения в длинных ЛЭП за счет изменения соотношения между напряжением в начале и в конце ЛЭП. Это видно из векторной диаграммы на рис. 35.

При наличии в цепи только сопротивлений R_L и X_L напряжение U_2 в конце линии меньше напряжения U_1 в ее начале на падение активного $I_2 R$ и индуктивного $I_2 X_L$ напряжений (сплошные линии на рис. 36).

При включении емкости появляется еще одна составляющая падения напряжения $I_2 X_C$ с направлением, противоположным индуктивной составляющей $I_2 X_L$. Подбором X_C можно снизить разность напряжений U_1 и U_2 .

Компенсация индуктивного сопротивления цепи емкостью приводит к повышению токов КЗ во всех элементах сети. Это опасно для самих конденсаторов, т.к. напряжение на них при сквозных токах КЗ $\Delta U_K = I_K X_C$ возрастает пропорционально кратности тока КЗ ($I_K/I_{ном}$).

Для защиты конденсаторов при сквозных токах КЗ применяют искровые спекающиеся разрядники (F на рис. 35, a). После срабатывания их выводят из работы для восстановления разрядных свойств. Ценное свойство УПК – способность стабилизировать напряжение при резкопеременной нагрузке.

Если, например, при $X_L = X_C$ ток резко увеличится, то изменится лишь произведение $I_2 R$, что несущественно при малом значении R_L .

Падение напряжения в индуктивности $I_2 X_L$ компенсируется увеличением падения напряжения в емкости ($-I_2 X_C$). При этом напряжение U_2 мало отличается от U_1 .

Область применения:

- поперечное (параллельное) включение К – компенсация РМ и регулирование напряжения в СЭС;
- продольное (последовательное) включение К – регулирование и стабилизация напряжения в СЭС с резкопеременной нагрузкой.

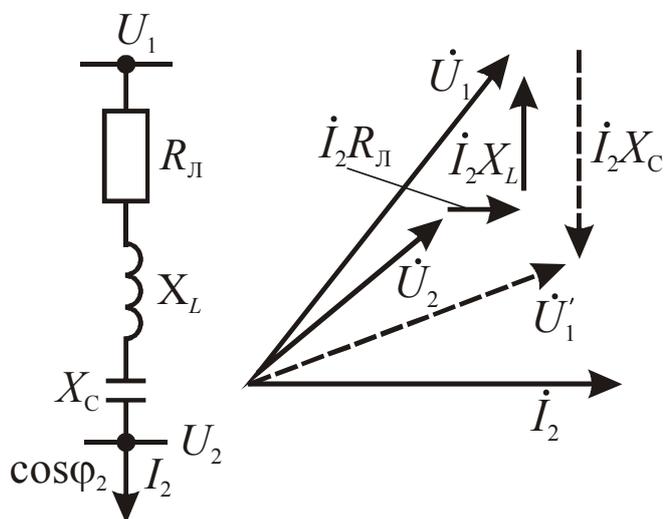


Рис. 36. Векторная диаграмма напряжений при продольной компенсации

5.2. Конденсаторы в сетях с высшими гармониками

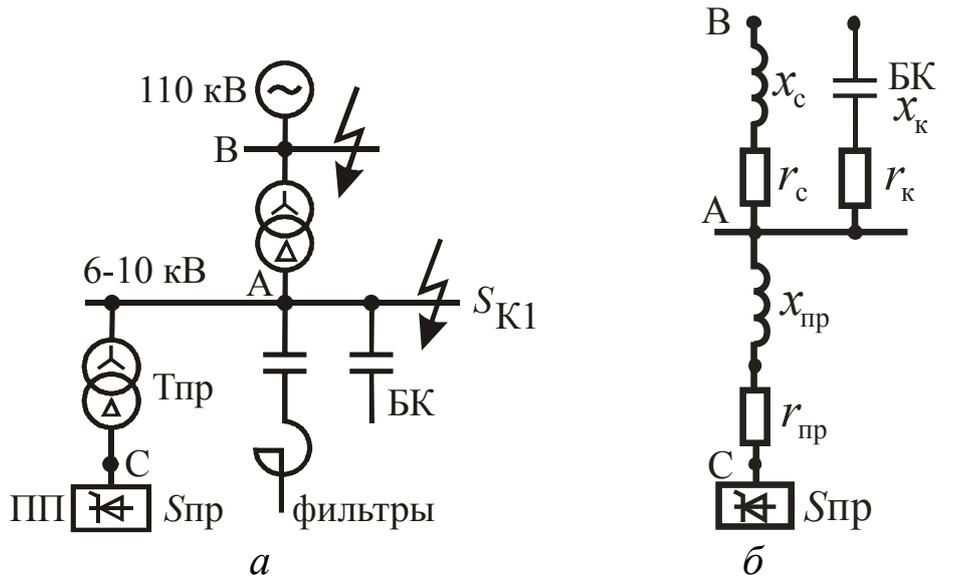
Нелинейные нагрузки (ПП, дуговые печи и др.) работают с низким коэффициентом мощности ($\cos\varphi = 0,4 \div 0,7$), а поэтому возникает необходимость компенсации реактивной мощности. Наиболее экономичными являются *конденсаторы* (конденсаторные батареи – БК), хотя при их применении возникает ряд трудностей. Основная из них состоит в возможности появления резонансных явлений в связи с наличием в сети высших гармоник, что ведет к отказам БК (вздутию и взрывам банок, пробоям изоляции).

Сущность явления удобно рассмотреть на примере простой системы с мощным ВП. Это может быть экскаватор, печь для выплавки алюминия и др.

На схеме рис. 37 показаны три элемента, участвующие в резонансном процессе: ЛП – источник высших гармоник тока и напряжения ($x_{\text{пр}}, r_{\text{пр}}$); питающая сеть со смешанным индуктивно-активным сопротивлением x_c и r_c и БК с емкостным сопротивлением x_k и активным r_k .

При отключенной БК частотные характеристики индуктивных сопротивлений питающей сети в точках А и В (рис. 37) x_c и $x_{\Sigma V}$ линейны (прямые 2 и 3, на рис. 37 и 38); активными сопротивлениями в этом случае можно пренебречь ввиду их малости. Следовательно, глубина коммутационных искажений и величина напряжения отдельных гармоник уменьшаются линейно по мере удаления от точки коммутации (точка В на рис. 37), глубина коммутационных искажений ΔU_{δ} пропорциональна отношению $x_c / (x_c + x_{\text{пр}})$, где x_c – эквивалентное индуктивное сопротивление сети, т.е. сопротивление от головной точки питания бесконечной мощности до исследуемой точки питающей сети; $x_{\text{пр}}$ – индуктивное сопротивление цепи преобразователя, т.е. сопротивление от точки коммутации до исследуемой точки сети.

На рис. 38 приведены частотные характеристики питающей сети в точке С при наличии сопротивлений $x_{\text{пр}}$ и $r_{\text{пр}}$ преобразователя (схема замещения показана в правом верхнем углу рисунка).



$z = z_v / z_1$,
отн. ед.

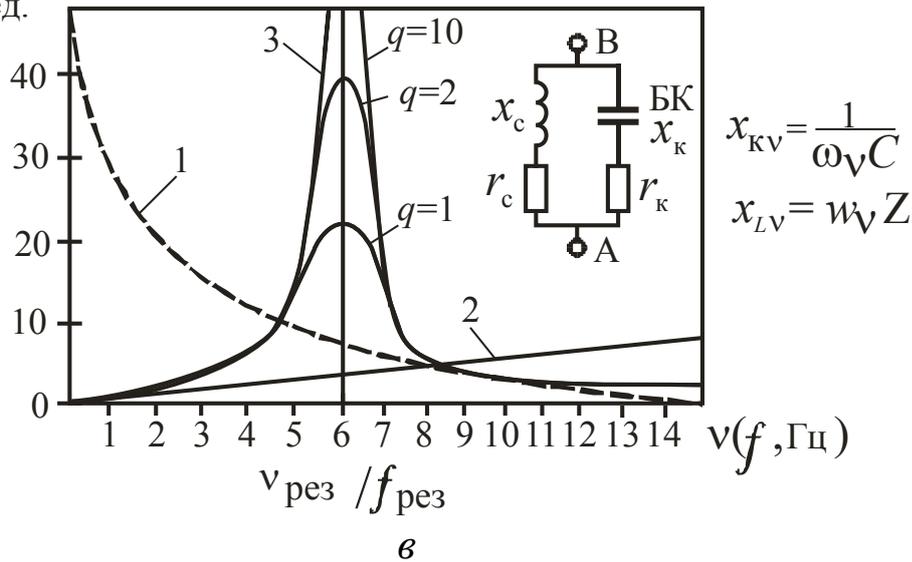


Рис. 37. Схема электроснабжения (а), ее схема замещения (б) и частотные характеристики питающей сети (в) в точке А: 1, 2 – при отключенной БК; 3 – при включенной БК при различных добротностях контура $q = x/r_c$

Эти характеристики имеют место при условии, что угол коммутации γ остается неизменным. Включение батареи конденсаторов резко изменяет линейный характер частотной характеристики питающей сети как в точке А, так и в точке В (см. рис. 37 и 38). Нелинейность частотной характеристики в значительной мере зависит от добротности контура элементов питающей сети,

т.е. отношения реактивного сопротивления к активному $q = x/r_c$. На рис. 37 видно, что с увеличением q на определенной частоте, соответствующей резонансной $f_{рез}$ (это соответствует резонансной гармонике $\nu_{рез}$), резко растет относительное сопротивление $z = z_v / z_1$, где z_1 – полное сопротивление на основной гармонике.

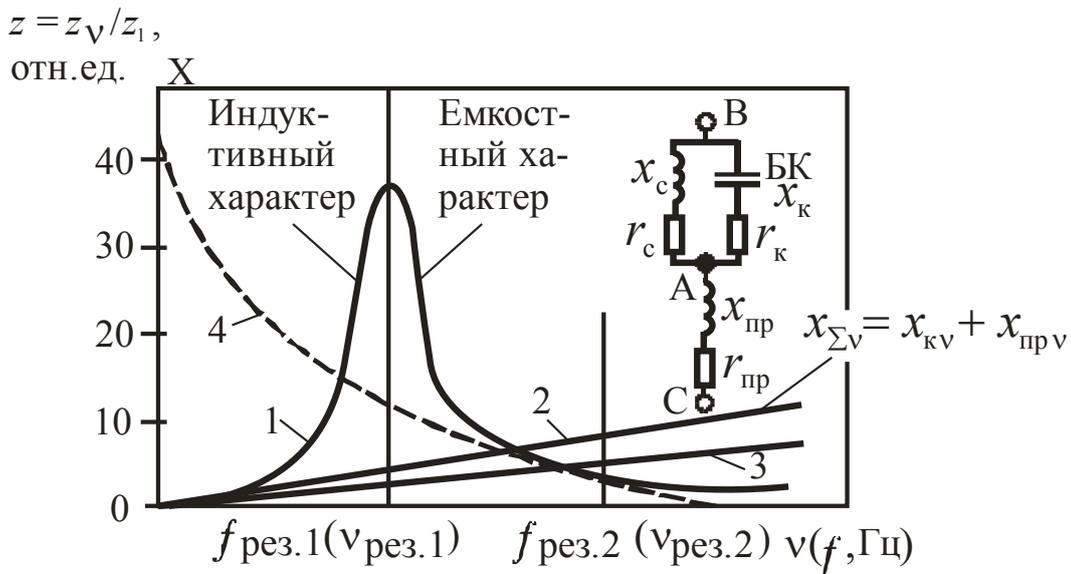


Рис. 38. Частотные характеристики элементов питающей сети: 1 – в точке С при включенной батарее конденсаторов; 2 – в точке С при отключенной батарее конденсаторов; 3 – сопротивление цепи преобразователя; 4 – частотная характеристика емкостного сопротивления сети

Нелинейность частотной характеристики питающей сети в точке 1 объясняется тем, что при включении БК образуется параллельный LC-контур, состоящий из индуктивного сопротивления питающей сети и емкостного сопротивления конденсатора. На рис. 37, в и 38 эти контуры показаны справа.

При любой емкости БК всегда найдется такая группа гармоник (ее называют резонансной группой гармоник), при которых БК вступает в резонанс токов (или близко к нему) с индуктивностью сети.

Сопротивления параллельного контура в области резонанса, как видно из рис. 37, резко увеличиваются.

При этом токи резонансной группы гармоник, генерируемые ПП в сеть, значительно уменьшаются, можно говорить о том, что напряжения гармоник резонансной группы U_v (точка С на рис. 37) приложены к БК непосредственно за вычетом малого падения напряжения в преобразовательном трансформаторе. Следовательно, напряжения гармоник резонансной группы в точке А значительно увеличиваются. В то же время емкостное сопротивление БК уменьшается с увеличением номера гармоники ($x_{kv} = 1/v\omega C = x_k/v$). Это приводит к тому, что через БК протекают значительные токи резонирующих гармоник, соизмеримые, а иногда и значительно превосходящие ток первой гармоники. Перегрузка БК токами высших гармоник может достигать на практике значительной величины (до 400 %), что означает выход ее из строя.

Из этого следует, что в каждом конкретном случае необходим расчет токовой перегрузки БК резонансной группой гармоник. В некоторых случаях такие расчеты необходимо производить до гармоник достаточно высокого порядка (выше резонансной гармоники), особенно при малых мощностях (емкостях) БК.

Ввиду большого объема и трудоемкости таких расчетов их проводят с помощью ЭВМ. Методы расчета имеются в специальной литературе.

5.3. Защита батарей конденсаторов от высших гармоник

Как было показано выше, в сетях, питающих нелинейную нагрузку, установка БК без защиты их от высших гармоник из-за резонансных явлений (в первую очередь резонансных токов) на высокой частоте недопустима.

Для защиты БК и создания нормальных условий для их работы применяют реакторы (рис. 39), которые включают последовательно с БК. Индуктивное сопротивление реактора рассчитывают так, чтобы в цепи создавался резонанс напряжений на частоте, меньшей наименьшей гармоники, возникающей при работе нелинейной нагрузки, т.е. должно выполняться условие:

$$v_p \omega L = \frac{1}{v_p \omega C}; \quad v_p < v_{\min},$$

где v_p – гармоника, на которую необходимо настроить последовательную LC-цепь; v_{\min} – минимальная гармоника, возникающая при работе нелинейной нагрузки.

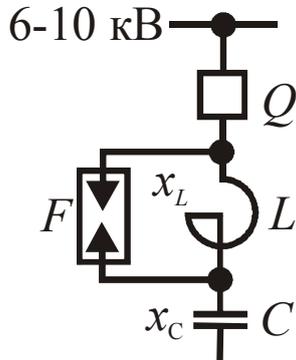


Рис. 39. Схема защиты БК от высших гармоник

Индуктивное сопротивление реактора на частоте 50 Гц определяют из условия:

$$x_p \geq \frac{x_c}{v^2} = \frac{U_{\text{БК.ном}}^2}{v^2 Q_{\text{БК.ном}}},$$

где $Q_{\text{БК.ном}}$ – номинальная мощность БК по данным завода-изготовителя; $U_{\text{БК.ном}}$ – номинальное напряжение БК; $v_{\min} = 5$ для вентильных преобразователей с любой пульсностью выпрямления; $v_{\min} = 3$ для дуговых сталеплавильных печей.

При неправильном выборе сопротивления реактора могут возникать резонансные явления, обусловленные тем, что цепь, состоящая из последовательного соединения реактора и конденсатора, уменьшает гармоники порядка выше резонансной (имеет место индуктивный характер цепи) и увеличивает гармоники порядка ниже резонансной (емкостной характер цепи). Для правильной защиты БК необходимо, чтобы эта цепь имела индуктивный характер для всех гармоник.

В связи с малым индуктивным сопротивлением высоковольтных бетонных реакторов в сетях 10 кВ применяют низковольтные реакторы. Их применение возможно в связи с тем, что к реактору приложено напряжение основной частоты:

$$U_{L1} = \frac{1}{v_p^2 - 1} U_1,$$

где U_1 – напряжение сети на основной частоте, приложенное к LC-цепи; v_p – номер гармоники, на которую настроена цепь.

Для защиты реактора от перенапряжений в момент включения или при пробое конденсатора параллельно с реактором устанавливается разрядник F многократного действия (см. рис. 39).

При последовательном соединении реактора и конденсатора повышается напряжение на БК, в том числе и за счет высших

гармоник. По этой причине БК необходимо выбирать на следующую большую ступень напряжения.

5.4. Фильтры высших гармоник в сетях с нелинейной нагрузкой

Одним из перспективных способов уменьшения токов и напряжений высших гармоник является применение силовых фильтров высших гармоник, представляющих собой последовательное соединение индуктивного и емкостного сопротивлений, настроенных в резонанс на фильтруемую гармонику (рис. 40). При установке силовых фильтров частично или полностью решается проблема компенсации РМ, поскольку БК, входящие в фильтры, являются источниками РМ на основной частоте.

Емкостные элементы фильтров высших гармоник могут явиться причиной резонансных явлений. Фильтр определенной гармоники уменьшает гармоники напряжения порядка выше основной (индуктивный характер фильтра) и увеличивает гармоники порядка ниже резонансной гармоники фильтра (емкостной характер фильтра). Для эффективной работы фильтров их необходимо рассчитывать, начиная с гармоники самого

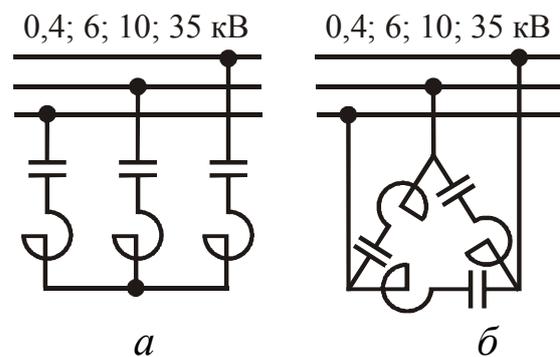


Рис. 40. Схемы резонансных фильтров высших гармоник: соединение в звезду (а); соединение в треугольник (б)

низшего порядка, возникающей при работе нелинейной нагрузки (с 5-й гармоники для СП и с 2–3-й гармоники для дуговых печей). Если фильтры имеют отдельные выключатели, то включают их, начиная с фильтра 5-й гармоники и выше, а отключают в обратном порядке.

При аварийном отключении фильтра 5-й гармоники должны быть немедленно отключены все фильтры высших гармоник.

В случае, если остаются включенными один или два фильтра, а другие отключены, то коэффициент несинусоидальности

в точке их подключения не только не уменьшается, но и может значительно увеличиваться. Возникает перегрузка БК в цепи фильтра токами высших гармоник, которая ведет к выходу его из строя. Аналогичные резонансные явления в питающей сети могут возникнуть и при правильно включенных фильтрах из-за отклонения частоты питающей энергосистемы (особенно в меньшую сторону), а также при отклонении параметров элементов фильтров.

При выполнении расчетов принимают следующие пределы отклонения индуктивностей и емкостей фильтров от номинальных значений:

$$L_{\phi} = (1 \div 1,5)L_{\phi.\text{ном}};$$

$$C_{\phi} = (0,95 \div 1,1)C_{\phi.\text{ном}},$$

где $L_{\phi.\text{ном}}$, $C_{\phi.\text{ном}}$ – номинальные индуктивность и емкость фильтра в режиме резонансной настройки.

5.5. Обслуживание конденсаторных установок

Конденсаторной установкой (далее – КУ) называют ЭУ, содержащую конденсаторы (конденсаторные батареи – КБ), относящиеся к ним вспомогательное ЭО (выключатели, разъединители, разрядные резисторы, устройства регулирования, защиты и т.п.) и ошиновку.

КУ перед включением должна быть укомплектована:

- специальной штангой для контрольного разряда;
- запасными предохранителями;
- термометром для измерения температуры воздуха в помещении;
- средствами измерения напряжения и тока (пофазно);
- средствами управления режимом работы;
- расписанием, согласованным с энергоснабжающей организацией, времени включения и отключения КУ или ее части для компенсации реактивной мощности или регулирования напряжения.

На дверях снаружи и внутри камер, дверях шкафов выполняют надписи, указывающие их диспетчерское наименование. На внешней стороне дверей камер, а также шкафов КБ, установлен-

ных в производственных помещениях, наносят несмываемой краской знаки безопасности, т.е. знаки, предназначенные для предупреждения персонала о возможной опасности, запрещение или предписание определенных действий. Двери должны быть постоянно заперты на замок.

Включение КУ в работу разрешается:

- при температуре окружающего воздуха не ниже указанной в документации завода-изготовителя или на заводской табличке К;
- не ранее чем через 1 мин после отключения, если КБ снабжена разрядным устройством, присоединенным к ней без коммутационного аппарата и предохранителей;
- не ранее чем через 1 мин после отключения КБ напряжением 660 В и ниже с встроенными разрядными резисторами;
- не ранее чем через 5 мин после отключения КБ напряжением выше 660 В с встроенными разрядными резисторами;
- при напряжении сети ниже 110 % от номинального.

Включение КУ, отключенной действием защитных устройств, разрешается только после выяснения и устранения причин отключения.

При замене предохранителей КУ отключают от сети и обеспечивают разрыв (отключением коммутационного аппарата) электрической цепи между предохранителями и КБ. Если условий для такого разрыва нет, то замену предохранителей производят после контрольного разряда всех конденсаторов батареи специальной разрядной штангой. Эта штанга представляет металлический стержень сечением не менее 25 мм² и длиной около 250 мм, укрепленный на изолирующей штанге одинакового размера с изолирующей штангой для оперативных переключений в установках того же напряжения, что и КУ. Контрольный разряд К разрешается производить не ранее чем через 3 мин после отключения КУ, если нет других указаний заводов-изготовителей.

Включение заряженной батареи запрещается. Разряд батареи должен происходить автоматически после каждого отключения от сети.

В КУ выше 1000 В в качестве разрядных сопротивлений применяют два однофазных трансформатора напряжения, включенных открытым треугольником, или один трехфазный трансформатор напряжения. В КУ до 1000 В с К без внутренних встро-

енных сопротивлений применяют трансформаторы напряжения, проволочные сопротивления и лампы накаливания, соединенные в звезду.

Номинальный ток плавких вставок предохранителей должен составлять не более 160 %, а ток уставки максимального токового реле или расцепителя автоматического выключателя – не более 120 % суммы номинальных токов защищаемых ими К.

Осмотры КУ (без отключения) производят в сроки, установленные местной производственной инструкцией, но не реже одного раза в сутки на объектах с постоянным дежурным персоналом и не реже одного раза в месяц на объектах без постоянного дежурства.

Внеочередной осмотр КУ проводят в случаях повышения напряжения или температуры окружающего воздуха до значений, близких к наивысшим допустимым, действия защитных устройств, внешних воздействий, представляющих опасность для нормальной работы установки, а также перед ее включением.

При осмотре КУ проверяют:

- исправность работы разрядных устройств;
- значение напряжения, тока, температуры окружающего воздуха, равномерность нагрузки отдельных фаз;
- состояние аппаратов, оборудования, контактных соединений, целостность и степень загрязнения изоляторов;
- отсутствие капельной течи жидкости (масла) и вздутия корпусов К;
- наличие запасных предохранителей;
- исправность специальной контрольной разрядной штанги;
- состояние средств пожаротушения.

Перед проведением работ К после отключения от источника питания должны быть разряжены независимо от наличия разрядных устройств, присоединенных к шинам или встроенным в банки.

Разряд К – снижение остаточного напряжения до нуля – производят путем замыкания выводов накоротко и на корпус металлическим стержнем контрольной разрядной штанги, соединенным с заземляющим проводником.

Выводы К должны быть закорочены, если они не подключены к электрическим схемам, но находятся в зоне действия электрического поля (наведенного напряжения).

Не разрешается прикасаться к клеймам обмотки отключенного от сети асинхронного электродвигателя, имеющего индивидуальную компенсацию реактивной мощности, до разряда К.

При техническом обслуживании К, в которых в качестве пропитывающего диэлектрика используется трихлордифенил (ТХД), принимают меры для предотвращения его попадания в окружающую среду. Вышедшие из строя К с пропиткой ТХД при отсутствии условий их утилизации подлежат уничтожению в специально отведенных местах.

Не разрешается прикасаться голыми руками к К, пропитанным ТХД и имеющим течь. При попадании ТХД на кожу промывают ее водой с мылом, при попадании в глаза – промывают их слабым раствором борной кислоты или слабым раствором двууглекислого натрия (одна ложка питьевой соды на стакан воды).

6. ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ БАЛАНС ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

6.1. Основные положения

Энергетический баланс промышленных предприятий разрабатывают в соответствии с ГОСТ 27322-87, который устанавливает общие требования к его разработке и анализу, содержит методические и организационные основы составления и анализа и общие положения и основные понятия.

Энергетический баланс отражает приход и расходование предприятием всех видов энергетических ресурсов, в том числе тепловой и электрической энергии.

Разработка и анализ ЭБ в соответствии с ГОСТ 27322 направлены на решение следующих задач:

- оценка фактического состояния энергоиспользования на предприятии;
- выявление причин и определение потерь энергоресурсов;
- выявление резервов экономии электроэнергии;

- совершенствование нормирования и разработка научно-обоснованных норм расхода топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) на производство продукции;

- определение рациональных объемов энергопотребления в производственных процессах и производствах;

- получение исходной информации для решения вопросов создания нового оборудования и технологических процессов с меньшим удельным энергопотреблением.

В зависимости от назначения ЭБ разделяют по следующим признакам:

- по времени разработки;

- объектам электропотребления;

- целевому назначению;

- совокупности анализируемых энергопотоков;

- способу разработки;

- форме составления.

В зависимости от времени разработки ЭБ разделяют:

- на проектный, составленный во время разработки проекта;

- плановый, составленный на ближайший планируемый период с учетом заданий по снижению норм расхода энергии;

- отчетный (фактический) – за прошедший период;

- перспективный – на прогнозируемый период времени.

По объектам электропотребления ЭБ составляют:

- по предприятию в целом;

- производству;

- цеху, участку;

- агрегату, установке и т.д.

В зависимости от целевого назначения ЭБ разделяют:

- на технологический, относящийся к технологическому процессу производства какого-то отдельного вида продукции, изготавливаемого предприятием:

- отопление и вентиляцию;

- освещение и пр.

ЭБ разрабатывают по совокупности анализируемых потоков, например, по полученной и израсходованной активной и реактивной энергии.

По способу разработки ЭБ разделяют:

- на опытный, составленный по фактическим замерам параметров приходов и расходов энергетических потоков;
- расчетный, составленный по расчету энергопотребления;
- опытно-расчетный, составленный по фактическому и расчетному энергопотреблению.

По форме составления ЭБ разделяют:

- на синтетический, показывающий распределение подведенных и производственных энергоносителей внутри предприятия;
- аналитический, определяющий глубину и характер использования энергоносителей, полезный расход энергоресурсов и потери.

Электробаланс (ЭБ) предприятия состоит из прихода и расхода активной и реактивной электроэнергии.

В приход включают электроэнергию, полученную от энергоснабжающей организации (энергосистемы), от сетей других предприятий и выработанную ЭУ предприятия (если они имеются – генераторы ТЭЦ, синхронные компенсаторы и конденсаторы).

Приходную и *расходную* части учитывают по показаниям счетчиков активной и реактивной энергии (далее соответственно – АЭ и РЭ).

Приходную часть ЭБ для АЭ – $\mathcal{E}_{\text{пр}}$ – составляют по промышленному предприятию в целом, по цехам и по отдельным энергоемким агрегатам по указанию ОЗЭХ.

Расходную часть ЭБ АЭ – \mathcal{E}_p – разделяют по статьям расхода:

- *прямые затраты* ЭЭ – \mathcal{E}_n – на основной технологический процесс или основное производство по выпуску продукции без учета потерь в различных звеньях энергоемкого технологического оборудования – электрические печи, компрессорные и насосные установки, прокатные станы и др.;

- *косвенные затраты* ЭЭ – \mathcal{E}_k – на основной технологический процесс вследствие его несовершенства или нарушения технических норм (влажная шихта, недогрев слитков при прокате и т.п.);

- *затраты ЭЭ на вспомогательные нужды* – $\mathcal{E}_{\text{в.н}}$ (вентиляция помещений, цехов, цеховой транспорт, освещение и т.п.);

– *потери ЭЭ в элементах СЭС* – \mathcal{E}_{Π} (линиях, трансформаторах, реакторах, компенсирующих устройствах и электродвигателях);

– *отпуск ЭЭ сторонним потребителям* – $\mathcal{E}_{\text{с.п}}$ (столовые, клубы, поселки, магазины и т.п.).

ЭЛБ можно записать в следующем виде:

$$\mathcal{E}_{\text{пр}} = \mathcal{E}_{\text{р}} = \mathcal{E}_{\Pi} + \mathcal{E}_{\text{к}} + \mathcal{E}_{\text{в.н}} + \mathcal{E}_{\text{п}}. \quad (27)$$

Составляющие расхода электроэнергии в соответствии с (27) при составлении ЭЛБ определяют на промышленном предприятии по показаниям счетчиков АЭ или расчетным способом при проектировании.

Если известна расчетная активная мощность предприятия $P_{\text{р}}$ и число часов максимума активной мощности $T_{\text{м}}$, то расход электроэнергии за год $\mathcal{E}_{\text{г}}$ будет:

$$\mathcal{E}_{\text{г}} = \mathcal{E}_{\text{пр}} = P_{\text{р}} T_{\text{м}}.$$

Определение потерь электроэнергии в отдельных элементах СЭС предприятия приведено в [15].

Список рекомендуемой литературы

1. Справочник по проектированию электроснабжения / под ред. Ю. Г. Барыбина [и др.]. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 576 с.
2. Система планово-предупредительного ремонта оборудования и сетей промышленной энергетики / Н. Н. Синягин, Н. А. Афанасьев, С. А. Новиков. – 3-е изд., перераб. и доп. – М. : Энергоатомиздат, 1984. – 448 с.
3. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования. Справочник / А. И. Ящуря. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 504 с.
4. Разгильдеев, Г. И. Надежность электромеханических систем электрооборудования : учеб. пособие. – 4-е изд., перераб. и доп. – Кемерово, 2008. – 157 с.
5. Захаров, О. П. Поиск дефектов в электрооборудовании : справ. пособие. – М. : Высш. шк., 1986. – 127 с.
6. Федоров, А. А. Эксплуатация электрооборудования промышленных предприятий : учеб. пособие для вузов / А. А. Федоров, Ю. П. Попов. – М. : Энергоатомиздат, 1980. – 280 с.
7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
8. Разгильдеев, Г. И. Вакуумные выключатели в схемах электроснабжения горных предприятий / Г. И. Разгильдеев, В. В. Курехин. – М. : Недра, 1994. – 192 с.
9. СП76.13330.2016(СНиП 3.05.06-85. Электрические устройства)/ Минстрой России. – М. : 2016. – 90 с.
10. СНиП 3.01.04-87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения / Госстрой России. – М. : ФГУП ЦПП, 2004. – 56 с.
11. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты и электроавтоматики электрических сетей 0,4–35 кВ. (РД 153-34.3-35.613-00).
12. Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110–750 кВ. (РД 34.35.617-89).
13. Правила устройства электроустановок. – 7-е изд. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2015.

14. Объем и нормы испытаний электрооборудования. – 6-е изд. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

15. Справочник по электроснабжению и электрооборудованию : в 2 т. Т. 1. Электроснабжение / под общ. ред. А. А. Федорова. – М. : Энергоатомиздат, 1986. – 568 с.

16. Положение о планово-предупредительном ремонте энергетического оборудования системы Министерства черной металлургии СССР. – Харьков : ВНИИОЧермет, 1982.

17. Система технического обслуживания и планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования и сетей предприятий цветной металлургии. – М. : Металлургия, 1981.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие	3
1. Исполнение и применение электроустановок	4
1.1. Терминология и обозначения при эксплуатации электроустановок	4
1.2. Общие вопросы эксплуатации электроустановок	6
1.3. Роль стандартизации в изготовлении и эксплуатации электроустановок	8
1.4. Классификация и кодификация электротехнической продукции	11
1.5. Требования по климатическим воздействиям и категориям размещения электрооборудования	14
1.6. Управление эксплуатацией электроустановок	17
1.7. Требования к электротехническому персоналу и его подготовка	21
1.8. Приемка электроустановок в эксплуатацию	27
1.9. Техническая документация	30
1.10. Техническое обслуживание и ремонты электрооборудования	31
2. Техническое диагностирование электроустановок	39
2.1. Основные понятия и определения	39
2.2. Показатели и критерии эффективности диагностирования	41
2.3. Характеристики технического состояния изоляции электрического оборудования	43
2.4. Схемы измерения сопротивления изоляции	50
2.5. Диагностирование контактов	52
2.6. Диагностирование при техническом обслуживании и текущем ремонте	54
3. Эксплуатация электрооборудования и электроустановок общего назначения	58
3.1. Эксплуатация воздушных линий электропередачи	58
3.1.1. Некоторые термины к воздушным линиям до 1 кВ и выше 1 кВ	58
3.1.2. Приемка в эксплуатацию воздушных линий	60
3.1.3. Эксплуатация воздушных линий электропере-	62

дачи	
3.2. Эксплуатация кабелей	65
3.2.1. Приемка в эксплуатацию	65
3.2.2. Определение мест повреждений кабелей	69
3.3. Эксплуатация трансформаторов	72
3.3.1. Общие сведения о трансформаторах	72
3.3.2. Приемка трансформаторов в эксплуатацию	75
3.3.3. Допустимые перегрузки трансформаторов	81
3.3.4. Техническое обслуживание трансформаторов	83
3.3.5. Эксплуатация трансформаторного масла	86
3.4. Эксплуатация распределительных устройств и коммутационных аппаратов	94
3.4.1. Основные требования к распределительным устройствам	94
3.4.2. Эксплуатация сборных и соединительных шин	97
3.4.3. Эксплуатация комплектных распределительных устройств	99
3.4.4. Эксплуатация выключателей	102
3.4.5. Эксплуатация вакуумных выключателей	105
3.4.6. Эксплуатация разъединителей, отделителей и короткозамыкателей	110
3.4.7. Эксплуатация измерительных трансформаторов	113
3.5. Эксплуатация средств защиты от перенапряжений	120
3.5.1. Источники перенапряжений	120
3.5.2. Защита от внутренних перенапряжений	121
3.5.3. Защита от атмосферных перенапряжений	125
3.6. Эксплуатация электрических машин	134
3.6.1. Нормы приемосдаточных испытаний машин постоянного тока	135
3.6.2. Нормы приемосдаточных испытаний электродвигателей переменного тока	137
3.6.3. Сушка электрических машин	140
3.6.4. Требования к эксплуатации электрических двигателей	143
3.6.5. Техническое обслуживание электрических машин	146
3.7. Эксплуатация релейной защиты и электроавтоматики	147
3.7.1. Общие сведения	147

3.7.2. Приемка в эксплуатацию устройств релейной защиты и автоматики	148
3.7.3. Основные положения эксплуатации устройств релейной защиты и автоматики	149
3.8. Эксплуатация заземляющих устройств	155
3.8.1. Общие сведения	155
3.8.2. Обслуживание заземляющих устройств	157
4. Системы электроснабжения с нелинейными нагрузками	162
4.1. Нелинейные нагрузки и высшие гармоники тока и напряжения	162
4.2. Искажение формы напряжения и тока при работе полупроводниковых преобразователей	163
4.3. Влияние несинусоидальной формы кривой напряжения на работу электрооборудования	165
4.4. Мощность в цепях с периодическим несинусоидальным изменением напряжения и тока	168
5. Компенсация реактивной мощности в сетях с высшими гармониками	173
5.1. Схемы включения конденсаторов	173
5.2. Конденсаторы в сетях с высшими гармониками	179
5.3. Защита батарей конденсаторов от высших гармоник	182
5.4. Фильтры высших гармоник в сетях с нелинейной нагрузкой	184
5.5. Обслуживание конденсаторных установок	185
6. Энергетический баланс промышленного предприятия	188
6.1. Основные положения	188
Список рекомендуемой литературы	192

Разгильдеев Геннадий Иннокентьевич

**ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
(ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ)**

Учебное пособие

Редактор О. А. Вейс

Подписано в печать 18.10.2018. Формат 60×84/16.
Бумага офсетная. Отпечатано на ризографе. Уч.-изд. л. 12,00.
Тираж 100 экз. Заказ

ГУ КузГТУ. 650000, Кемерово, ул. Весенняя, 28.
Типография ГУ КузГТУ. 650000, Кемерово, ул. Д. Бедного, 4а.