

БАКАЛАВРИАТ

*В.А. Дайнеко, Е.П. Забелло,  
Е.М. Прищепова*

# ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ

УЧЕБНОЕ ПОСОБИЕ





**В.А. ДАЙНЕКО**  
**Е.П. ЗАБЕЛЛО**  
**Е.М. ПРИЩЕПОВА**

# **ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ**

*Допущено  
Министерством образования Республики Беларусь  
в качестве учебного пособия для студентов учреждений высшего  
образования по специальностям «Энергетическое обеспечение  
сельскохозяйственного производства», «Автоматизация  
сельскохозяйственного производства»*

Минск  
«Новое знание»

Москва  
«ИНФРА-М»

2014

УДК [621.31+681.5](075.8)

ББК 31.26я73

Д14

Рецензенты:

кафедра «Электроснабжение» Белорусского национального технического университета (зав. кафедрой — кандидат технических наук, доцент *В.Б. Козловская*);

доцент кафедры автоматизации производственных процессов и электротехники Белорусского государственного технологического университета, кандидат технических наук, доцент *В.К. Мороз*

**Дайнеко, В.А.**

Д14 Эксплуатация электрооборудования и устройств автоматики : учеб. пособие / В.А. Дайнеко, Е.П. Забелло, Е.М. Прищепова. — Минск : Новое знание ; М. : ИНФРА-М, 2014. — 333 с. : ил. — (Высшее образование).

Книга содержит материал по эксплуатации электрооборудования и технических средств автоматики, используемых в сельскохозяйственных установках. Изложены вопросы организации эксплуатации электрооборудования, а также правила эксплуатации воздушных и кабельных линий, трансформаторных подстанций, электроприводов, электро-технического оборудования и средств автоматики.

Для студентов высших учебных заведений сельскохозяйственного профиля.

**УДК[621.31+681.5](075.8)**

**ББК 31.26я73**

© Дайнеко В.А., Забелло Е.П.,  
Прищепова Е.М., 2014

© ООО «Новое знание», 2014

# Оглавление

Предисловие .....	6
<b>Глава 1. Теоретические основы эксплуатации электрооборудования и средств автоматики .....</b>	<b>7</b>
1.1. Основные понятия и определения теории эксплуатации .....	7
1.2. Эксплуатационные свойства электрооборудования .....	12
1.3. Оценка эксплуатационных свойств электрооборудования .....	25
<b>Глава 2. Организация эксплуатации электрооборудования и средств автоматики .....</b>	<b>32</b>
2.1. Цель и задачи эксплуатации электрооборудования и средств автоматики. Формы эксплуатации .....	32
2.2. Техническая документация электротехнической службы .....	39
2.3. Приемка в эксплуатацию электроустановок .....	42
2.4. Структура электротехнической службы и требования к персоналу .....	45
<b>Глава 3. Эксплуатация воздушных и кабельных линий .....</b>	<b>52</b>
3.1. Эксплуатация воздушных линий .....	52
3.1.1. Особенности эксплуатации воздушных линий .....	52
3.1.2. Профилактические измерения и испытания на ВЛ в процессе эксплуатации .....	54
3.1.3. Определение мест повреждения на воздушных электрических линиях .....	60
3.2. Эксплуатация воздушных линий с самонесущими изолированными проводами .....	69
3.3. Эксплуатация кабельных линий .....	78
3.4. Способы определения мест повреждения кабельных линий .....	88
3.5. Обнаружение повреждений кабельных линий на трассе .....	99
3.6. Эксплуатация внутренних проводов .....	109
<b>Глава 4. Эксплуатация распределительных устройств и трансформаторных подстанций .....</b>	<b>113</b>
4.1. Эксплуатация распределительных устройств .....	113
4.2. Эксплуатация трансформаторных подстанций .....	127
4.2.1. Конструктивное исполнение трансформаторной подстанции .....	127
4.2.2. Эксплуатация силовых трансформаторов .....	131
4.2.3. Испытания трансформаторов .....	136
4.2.4. Испытание главной изоляции повышенным напряжением .....	139
4.2.5. Фазировка трансформатора .....	146
4.2.6. Испытание трансформаторного масла .....	147
4.2.7. Испытание включением толчком на номинальное напряжение .....	148

4.2.8. Тепловизионный контроль состояния трансформаторов .....	149
4.2.9. Сушка трансформаторов .....	151
4.2.10. Эксплуатация устройств релейной защиты, электроавтоматики, телемеханики и вторичных цепей .....	153
4.2.11. Прием в эксплуатацию трансформаторных подстанций .....	156
<b>Глава 5. Эксплуатация заземляющих устройств.....</b>	<b>158</b>
5.1. Общие сведения .....	158
5.2. Режимы нейтралей распределительных сетей.....	159
5.3. Режимы заземления нейтрали в электрических сетях напряжением 6...35 кВ.....	161
5.4. Заземление в сетях 0,4 кВ.....	165
5.5. Параметры заземляющих устройств .....	169
5.6. Проверка состояния заземляющих устройств.....	170
5.7. Измерение сопротивления ЗУ подстанций и линий электропередачи .....	173
5.8. Проверка цепи фаза — нуль в электроустановках до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали.....	175
5.9. Документация на ЗУ электроустановки.....	179
5.10. Меры безопасности при контроле ЗУ.....	179
<b>Глава 6. Эксплуатация электроприводов.....</b>	<b>181</b>
6.1. Эксплуатация электродвигателей .....	181
6.2. Влияние условий эксплуатации и режимов работы электродвигателей на их надежность.....	191
6.3. Обеспечение эксплуатационной надежности электродвигателей.....	195
6.4. Защита электродвигателей от аварийных режимов работы.....	197
6.5. Техническое обслуживание и текущий ремонт электродвигателей.....	200
6.6. Особенности эксплуатации погружных электронасосов.....	203
6.7. Сушка изоляции обмоток электродвигателей .....	205
6.8. Эксплуатация регулируемых электроприводов.....	207
6.9. Организация обслуживания преобразователей частоты .....	209
<b>Глава 7. Эксплуатация пусковой и защитной аппаратуры электроустановок напряжением до 1000 В .....</b>	<b>217</b>
7.1. Объем и нормы испытаний.....	217
7.2. Эксплуатация плавких предохранителей.....	218
7.3. Эксплуатация автоматических выключателей.....	224
7.4. Эксплуатация электромагнитных пускателей и контакторов.....	228
7.5. Эксплуатация устройств встроенной температурной защиты.....	233
7.6. Эксплуатация устройств защитного отключения .....	236
7.7. Эксплуатация устройств защиты от перенапряжений в электроустановках с напряжением до 1000 В.....	241

<b>Глава 8. Эксплуатация осветительных и электротехнологических установок.....</b>	<b>246</b>
8.1. Эксплуатация осветительных и облучательных установок .....	246
8.2. Эксплуатация электросварочного и электротехнологического оборудования .....	251
<b>Глава 9. Основы рационального выбора и использования электрооборудования и средств автоматики.....</b>	<b>263</b>
9.1. Выбор электрооборудования по техническим характеристикам.....	263
9.2. Выбор электрооборудования по экономическим критериям .....	268
9.3. Расчет резервного фонда электрооборудования.....	270
9.4. Учет электроэнергии.....	273
<b>Глава 10. Эксплуатация средств автоматики.....</b>	<b>276</b>
10.1. Контроль за состоянием элементов и средств автоматики.....	276
10.2. Эксплуатация типовых элементов автоматики .....	277
10.3. Эксплуатация автоматических регуляторов и микропроцессорных контроллеров .....	280
10.4. Эксплуатация устройств, содержащих элементы силовой электроники и преобразовательной техники .....	281
10.5. Защита периферийного оборудования от электромагнитных помех, излучаемых преобразователем.....	285
10.6. Общие рекомендации при выборе преобразователя частоты .....	293
<b>Глава 11. Элементы теории построения систем эксплуатационного обслуживания средств автоматики .....</b>	<b>298</b>
<b>Глава 12. Эксплуатация модулей и комплексов средств автоматики .....</b>	<b>311</b>
12.1. Поиск неисправностей.....	311
12.2. Испытания средств автоматизированного энергоучета.....	318
12.3. Организация эксплуатации средств измерения и учета электроэнергии.....	326
12.4. Эксплуатация автоматизированных систем управления электрохозяйством.....	328
Список использованных источников.....	331

## Предисловие

От правильной эксплуатации электрооборудования и средств автоматики в условиях сельского хозяйства зависит эффективность производства, безопасность обслуживающего персонала, надежность электрифицированных объектов.

Особенности эксплуатации электрооборудования и средств автоматики в сельском хозяйстве связаны с условиями окружающей среды и режимами работы, недостатком квалифицированных специалистов, рассредоточенностью электроприемников, частыми перебоями в электроснабжении.

Для сохранения работоспособности электрооборудования и предотвращения влияния на него внешних факторов эксплуатировать его должен специально подготовленный инженерно-технический персонал в соответствии с действующими нормативными документами. Повышение уровня эксплуатации сельскохозяйственного электрооборудования и средств автоматики, правильный выбор современных технических средств управления и защиты обеспечит снижение интенсивности отказов основного оборудования, будет способствовать совершенствованию технологических процессов производства, переработки и хранения сельскохозяйственной продукции.

В данном учебном пособии, составленном на основе «Правил устройства электроустановок», «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» и других отраслевых документов, рассматриваются основные виды работ по техническому обслуживанию и ремонту сельскохозяйственных электроустановок и электрифицированных объектов. Оно охватывает все разделы действующей учебной программы.

Данное издание дополнено разделами по эксплуатации частотно-регулируемых электроприводов, микропроцессорных контроллеров, технических средств АСКУЭ, инверторных сварочных аппаратов и энергосберегающих осветительных установок.

Представлен новый материал о тепловизионных методах диагностики электрооборудования.



# ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И СРЕДСТВ АВТОМАТИКИ

## 1.1. Основные понятия и определения теории эксплуатации

---

Цель эксплуатации сельскохозяйственных электроустановок — обеспечение эффективной работы электрифицированных объектов за счет поддержания надежности и рационального использования электрооборудования.

В соответствии с терминологией, применяемой в «Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей», **эксплуатация** — это стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается или восстанавливается его качество [5].

Различают производственную и техническую эксплуатацию.

*Производственная эксплуатация* — это процесс использования оборудования по своему назначению.

*Техническая эксплуатация* — это комплекс технических, организационных и других мероприятий, обеспечивающих поддержание требуемого состояния электрооборудования при его использовании или хранении. Электрооборудование должно эксплуатироваться в соответствии с требованиями правил технической эксплуатации с соблюдением правил технической безопасности (ПТБ), ГОСТов и других технических нормативных актов.



Основными характеристиками системы технической эксплуатации электрооборудования и средств автоматики являются принцип технической эксплуатации, структура ремонтного цикла, периодичность работ, типовой состав операций обслуживания и ремонта, трудоемкость и стоимость работ.

**Послеотказовый принцип эксплуатации** — это обслуживание по необходимости, когда восстановительные работы осуществляют лишь после выхода электрооборудования из строя; плановые профилактические мероприятия не проводят.

**Профилактический принцип эксплуатации** состоит в том, что независимо от технического состава электрооборудования профилактические мероприятия проводят в плановые сроки. Профилактические мероприятия могут быть календарными или регламентными. Календарные мероприятия выполняют в определенные сроки независимо от режима работы электрооборудования, регламентные — после регламентированной наработки изделия с учетом его загрузки.

**Послеосмотровый принцип эксплуатации** — это обслуживание по состоянию электрооборудования, при котором в плановом порядке проводят диагностику, а необходимые профилактические или восстановительные работы назначают с учетом фактического состояния оборудования.

**Структура ремонтного цикла** — это совокупность и последовательность работ, выполняемых при технической эксплуатации электрооборудования. Основными эксплуатационными работами являются техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт.

**Техническое обслуживание (ТО)** — это комплекс операций для поддержания исправности или работоспособности оборудования при его использовании по назначению. ТО проводят на месте установки оборудования.

**Текущий ремонт (ТР)** — это ремонт, выполняемый для обеспечения или восстановления работоспособности изделия и состоящий в восстановлении или замене отдельных его частей. ТР выполняют на месте установки электрооборудования или в ремонтной мастерской.

**Капитальный ремонт (КР)** — это ремонт, выполняемый для восстановления исправности изделия и полного восстановления

ресурса всех его частей. Капитальный ремонт выполняют специализированные электроремонтные предприятия.

Эксплуатация характеризуется временем действия и местом и охватывает весь период существования изделия с момента приобретения до достижения предельного состояния, при котором дальнейшее применение его недопустимо или нецелесообразно, а восстановление неоправданно. Основные этапы эксплуатации: хранение, транспортирование, подготовка к применению, применение по назначению, техническое обслуживание и ремонт.

**Хранение электрооборудования** — содержание его в технически исправном состоянии в течение установленного срока до реализации.

**Транспортирование** — перевозка электрооборудования в условиях, обеспечивающих сохранение его работоспособности.

**Подготовка электрооборудования к применению** — это совокупность работ по подготовке изделий к нормальному функционированию в соответствии с их назначением и техническими условиями.

**Применение электрооборудования по назначению** — это совокупность работ, обеспечивающих нормальное функционирование электроприемников в соответствии с техническими условиями.

**Техническое обслуживание** — это комплекс работ по поддержанию электрооборудования в исправном или работоспособном состоянии при подготовке и применении по назначению, хранении и транспортировании.

**Ремонт** — комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности оборудования.

Применительно к электрооборудованию, используемому в сельском хозяйстве, выполняются текущий и капитальный ремонты. При проведении текущего и капитального ремонтов производится диагностирование электрооборудования, что представляет собой процесс определения его технического состояния.

Помимо перечисленных мероприятий в процессе эксплуатации проводятся: доработки электрооборудования, его списание, сбор, обобщение и анализ статистических данных по эксплуатации, материально-техническое обеспечение.

Электрооборудование в условиях сельского хозяйства подвергается действию различных факторов. **Условия эксплуатации** —

это совокупность параметров, действующих на электрооборудование при эксплуатации. К ним относятся: климатические условия, стабильность параметров электроэнергии, механические и электрические нагрузки, квалификация обслуживающего персонала, обеспеченность запасным оборудованием и т.д.

**Условия использования** характеризуют зависимость от особенностей технологического объекта.

**Условия окружающей среды** характеризуют дестабилизирующие воздействия на электрооборудование в периоды работы и простоя.

**Условия электроснабжения** оценивают влияние источника электроэнергии на надежность и процессы работы электрооборудования.

**Эксплуатационные свойства электрооборудования** — объективные особенности или признаки качества, которые характеризуют, в какой мере то или иное изделие соответствует требованиям эксплуатации.

Эксплуатация предусматривает наличие, с одной стороны, человека (оператора), с другой — объекта эксплуатации (машины, аппарата), над которым оператор должен совершать определенные действия для получения требуемых результатов.

Использование электрооборудования оценивают, сравнивая фактическое полезное потребление или преобразование электроэнергии  $W_{\phi}$  с потенциально возможным  $W_b$  за некоторый период времени (как правило, за год):

$$k_{\text{и}} = \frac{W_{\phi}}{W_b}, \quad (1.1)$$

где  $k_{\text{и}}$  — коэффициент использования электрооборудования.

Значение коэффициента зависит от многих факторов. Их взаимосвязь может быть записана в следующем виде:

$$k_{\text{и}} = \frac{\tau_c \tau_{\text{г}} \beta k_{\text{г\text{от}}}}{\tau_{\text{и}} k_{\text{н}} k_{\text{к}}}, \quad (1.2)$$

где  $\tau_c$  — продолжительность использования оборудования за сутки;  $\tau_{\text{г}}$  — продолжительность использования оборудования за год;  $\beta$  — загрузка оборудования;  $k_{\text{г\text{от}}}$  — коэффициент технической го-

товности, характеризующий простой оборудования из-за неисправностей и отказов;  $\tau_{\Pi}$  — принятая при проектировании продолжительность использования установленной мощности оборудования в течение года;  $k_n$  — коэффициент, характеризующий надежность оборудования;  $k_k$  — коэффициент каталожной неувязки.

В уравнении числитель представляет факторы, которые характеризуют фактическое потребление энергии, а знаменатель — нормативные (проектные) значения. Если принять, что полному использованию оборудования соответствует  $k_n = 1$ , а достигнутый уровень  $k_n < 1$ , то формальная задача улучшения использования заключается в определении таких значений параметров, когда числитель и знаменатель равны между собой.

Есть три *направления* в решении этой задачи.

Первое из них — вариация числителя при заданном знаменателе, т.е. создание таких условий эксплуатации, когда фактическое потребление энергии каждым электроприемником достигает проектного (нормативного). Практическая реализация этого направления возлагается на службу эксплуатации. Это достигается за счет увеличения загрузки оборудования  $\beta$ , увеличения времени работы  $\tau_T$  в году, улучшения технического обслуживания. Для повышения эффективности использования важно выбрать режимы работы электрооборудования. Эксплуатация считается наилучшей (оптимальной), если достигнута наименьшая цена потребной энергии.

Второе направление — при заданном числителе изменяют знаменатель, т.е. находят наилучшее значение параметров оборудования на стадии проектирования. Такое решение возлагается на разработчиков и изготовителей электрооборудования.

Третье направление — вариация и числителя, и знаменателя, т.е. режимы эксплуатации приближают к номинальным параметрам оборудования, а эти параметры в свою очередь выбирают в соответствии с условиями эксплуатации. Данный вариант требует творческого сотрудничества эксплуатационников и разработчиков электрооборудования.



## 1.2. Эксплуатационные свойства электрооборудования

Эксплуатационные свойства электрооборудования можно разделить на общие, присущие всем видам электрооборудования, и специальные, имеющие значение для конкретных групп электрооборудования.

К общим свойствам относят надежность и технико-экономические свойства, а к специальным — технологические, энергетические, эргономические и др.

Численную оценку эксплуатационных свойств осуществляют с помощью единичных или комплексных показателей (параметры, характеристики). Единичный показатель относится только к одному свойству либо одному его аспекту, а комплексный — к нескольким свойствам. Каждый показатель может по-разному учитывать фактор времени. По этому признаку их разделяют на номинальные, рабочие и результирующие показатели.

**Номинальные показатели** — это указанные изготовителем электрооборудования значения основных параметров, регламентирующие его свойства и служащие исходными для отсчета отклонений от этого значения при испытаниях и эксплуатации. Их указывают в технической документации и на заводском щитке электрооборудования.

**Рабочие показатели** — это фактические значения, наблюдаемые в данный момент эксплуатации при конкретном сочетании действующих факторов.

**Результирующие показатели** — это средние или средневзвешенные значения за некоторый период эксплуатации (сезон, год или срок службы). Они составляют более полное представление об эффективности использования и результативности обслуживания (ремонта) электрооборудования. Эксплуатация должна быть налажена таким образом, чтобы результирующие показатели были не хуже номинальных.

В процессе эксплуатации электрооборудование изменяет свои свойства. Под эксплуатационными свойствами электрооборудования понимают его надежность, готовность к выполнению возложенных функций, экономичность [1].

**Готовность** — свойство объекта, характеризующее его приспособленность к переводу из любого исходного состояния в состояние непосредственного применения по назначению.

**Экономичность** — свойство, характеризующее затраты на эксплуатацию электрооборудования.

**Надежность** — свойство объекта сохранять во времени в установленных пределах значения всех параметров, характеризующих способность выполнять требуемые функции в заданных режимах и условиях применения, технического обслуживания, хранения и транспортирования.

Из перечисленных свойств одним из наиболее важных является надежность, так как она определяет эффективность использования электрооборудования по назначению и существенно влияет на экономические показатели. Надежность является комплексным свойством, которое в зависимости от назначения объекта и условий его применения может включать безотказность, долговечность, ремонтпригодность и сохраняемость, а также определенное сочетание этих свойств.

**Безотказность** — свойство объекта непрерывно сохранять работоспособное состояние в течение некоторого времени или наработки.

**Долговечность** — свойство объекта сохранять работоспособное состояние до наступления предельного состояния при установленной системе технических обслуживаний и ремонтов.

**Ремонтпригодность** — свойство объекта, заключающееся в приспособленности к поддержанию и восстановлению работоспособного состояния путем технического обслуживания и ремонта.

**Сохраняемость** — свойство объекта сохранять в заданных пределах значения параметров, характеризующих способность объекта выполнять требуемые функции в течение и после хранения и (или) транспортирования.

С позиций надежности электрооборудование может находиться в одном из следующих состояний: исправном, неисправном, работоспособном или неработоспособном.

**Исправное состояние (исправность)** — состояние объекта, при котором он соответствует всем требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации.

*Неисправное состояние (неисправность)* — состояние объекта, при котором он не соответствует хотя бы одному из требований нормативно-технической и (или) конструкторской документации.

*Работоспособное состояние (работоспособность)* — состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации.

*Неработоспособное состояние (неработоспособность)* — состояние объекта, при котором значение хотя бы одного параметра, характеризующего способность выполнять заданные функции, не соответствует требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской документации.

Событие, состоящее в нарушении исправности, но сохранении работоспособности, называют **повреждением**.

Одним из основополагающих определений в теории надежности является понятие **отказа** — события, заключающегося в нарушении работоспособного состояния объекта. Отказы могут быть внезапные и постепенные, зависимые и независимые, явные и неявные и т.д.

**Сбой** — это самоустраняющийся отказ или однократный отказ, устраняемый незначительным вмешательством.

Изделия, допускающие восстановление исправности (работоспособности) после повреждения (отказа), называют *восстанавливаемыми* или *ремонтируемыми*, в противном случае — *невосстанавливаемыми* или *неремонтируемыми*. К первому виду относят, например, трансформаторы и двигатели, ко второму — электроосветительные лампы и трубчатые электронагреватели (ТЭНы).

Продолжительность работы электрооборудования, выраженная в часах, годах и т.п., или объем выполненной им работы, выраженный в киловатт-часах либо других единицах, называют **наработкой**. **Наработка на отказ** — средняя продолжительность работы между отказами. Если наработка выражается в единицах времени, то можно применять термин «среднее время безотказной работы».

Перечисленные выше понятия и определения носили качественный характер. На их базе можно сформировать совокупность эксплуатационно-технических показателей для количественной

оценки системы эксплуатации. Основные требования, предъявляемые к эксплуатационным характеристикам: наглядность, возможность количественного определения, значительное влияние на процесс функционирования, наличие простых методов расчета. Эксплуатационные показатели должны как описывать свойства электрооборудования, так и характеризовать обслуживающий персонал. Так как электрооборудование функционирует при действии на него дестабилизирующих факторов, в систему характеристик следует включить параметры внешней среды. Что касается обобщенных показателей, то они вытекают из основного целевого назначения системы эксплуатации, которая может быть сформулирована следующим образом: достижение высокой эффективности применения электрооборудования, большой длительности эксплуатации, высокой экономичности.

Для оценки эксплуатационных свойств электрооборудования применяются характеристики безотказности, ремонтпригодности, долговечности, сохраняемости, готовности и экономические характеристики [1, 2].

Эксплуатационные показатели электрооборудования могут быть определены экспериментальным и теоретическим путями.

Теория надежности изучает процессы возникновения отказов объектов и способы борьбы с этими отказами. Объекты, изучаемые в теории надежности, — это изделия, элементы, системы.

Под *системой* понимают совокупность совместно действующих элементов с определенными связями, предназначенную для выполнения определенных функций. Термин «элемент» применяется для составной части системы.

Понятие безотказности является одним из основных в теории надежности. В основном безотказность рассматривается применительно к использованию объекта по назначению, но может рассматриваться и при транспортировании и хранении.

При оценке надежности оборудования в качестве случайного события рассматривается отказ, в качестве случайной величины — наработка  $\tau$  от начального момента до возникновения этого события. Поэтому в качестве одного из основных показателей безотказности принимается ***вероятность безотказной работы***  $P(t)$ , которая в интервале от 0 до  $t$  включительно определяется следующим образом:



$$P(t) = P(\tau > t), \quad (1.3)$$

где  $P(t)$  является функцией наработки. Обычно предполагают, что эта функция непрерывна и дифференцируема.

Наряду с понятием вероятности безотказной работы часто используется понятие **вероятность отказа**, которое определяется как вероятность того, что объект откажет хотя бы один раз в течение заданной наработки, будучи работоспособным в заданный момент времени.

Вероятность отказа  $Q(t)$  на отрезке от 0 до  $t$  определяется по формуле

$$Q(t) = 1 - P(t). \quad (1.4)$$

Вероятность безотказной работы  $P(t)$  и вероятность отказа  $Q(t)$  на интервале эксплуатации  $t$  образуют полную группу событий и, следовательно, связаны соотношением

$$P(t) + Q(t) = 1. \quad (1.5)$$

Зависимости вероятности безотказной работы и вероятности отказа от времени показаны на рис. 1.1.

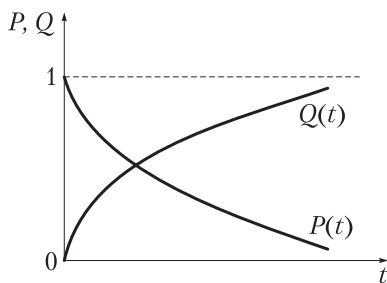


Рис. 1.1. Функциональные зависимости  $P(t)$ ,  $Q(t)$

Из приведенного графика видно, что чем больше заданный промежуток времени, для которого определяется надежность, тем меньше значение вероятности безотказной работы, и наоборот.

Вероятность безотказной работы имеет смысл лишь в том случае, если указано, в течение какого интервала времени рассматривается безотказность объекта. Выражается этот показатель числом от 0 до 1.

На практике величина вероятности безотказной работы может быть определена статистическим путем с использованием информации об отказах за определенный промежуток времени:

$$P'(t) = 1 - \frac{n(t)}{N}, \quad (1.6)$$

где  $n(t)$  — число объектов, отказавших на отрезке от 0 до  $t$ ;  $N$  — число объектов, работоспособных в начальный момент времени.

При значительном числе исследуемых устройств статистическая вероятность  $P'(t)$  сводится к вероятности  $P(t)$ .

Кроме функций распределения случайных величин  $Q(t)$  и  $P(t)$  при анализе надежности часто применяется их дифференциальная характеристика. Безотказность можно характеризовать плотностью распределения случайной величины наработки до отказа или частотой отказов  $f(t)$ :

$$f(t) = \frac{dQ(t)}{dt} = \frac{d(1 - P(t))}{dt} = -\frac{dP(t)}{dt}. \quad (1.7)$$

Достоинством рассматриваемого показателя является возможность судить по его величине о числе изделий, которые могут отказаться за определенный интервал времени.

Показатели безотказности неремонтируемых объектов: вероятность безотказной работы  $P(t)$ , интенсивность отказов  $\lambda(t)$ , средняя наработка до первого отказа  $T_1$ .

Критерием, наиболее полно характеризующим надежность неремонтируемых объектов, является **интенсивность отказов**  $\lambda(t)$  — условная плотность возникновения отказа объекта, определяемая при условии, что до рассматриваемого момента времени отказ не возник. Этот показатель характеризует локальную надежность в каждый данный момент времени. Статистическая оценка для интенсивности отказов  $\lambda(t)$  имеет вид

$$\lambda'(t) = \frac{n(t + \Delta t) - n(t)}{N\Delta t}, \quad (1.8)$$

где  $n(t)$  — число объектов, отказавших на отрезке от 0 до  $t$ ;  $N$  — число объектов, работоспособных в начальный момент времени;  $\Delta t$  — интервал времени.

Чем меньше интенсивность отказов, тем надежнее устройство.

Интенсивность отказов однозначно определяет вероятность безотказной работы оборудования:

$$P(t) = \exp \left[ - \int_0^t \lambda(t) dt \right]. \quad (1.9)$$

Указанная формула называется **общим законом надежности**.

Интенсивности отказов в теории надежности отводится особая роль. Для типовых элементов машин, механизмов, радиоэлектронной аппаратуры интенсивность отказов обычно приводится в справочно-технической литературе. Используя эти данные, в проектной практике выполняют необходимые расчеты показателей надежности сложных устройств.

В процессе эксплуатации интенсивность отказов электрооборудования не остается постоянной (рис. 1.2). Эта зависимость, называемая кривой жизни технического изделия, имеет три характерные временные области: 1, 2 и 3.

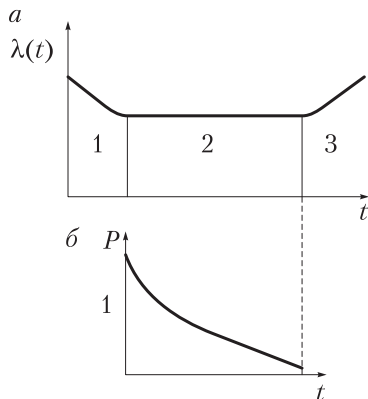


Рис. 1.2. Зависимость интенсивности отказов от времени эксплуатации (а) и распределение вероятности безотказной работы оборудования (б)

Область 1 — период приработки оборудования после монтажа или ремонта, когда интенсивность отказов достаточно высокая.

Область 2 — период нормальной эксплуатации оборудования с практически неизменной интенсивностью отказов. Эта область характеризуется внезапными отказами случайного характера.

Область 3 — период старения отдельных узлов и оборудования в целом. Эта область характеризуется увеличением интенсивности износных отказов.

Показателем безотказности невосстанавливаемых элементов является **средняя наработка до отказа**  $T_1$ . Этот показатель, представляющий собой математическое ожидание случайной величины — наработки оборудования до отказа, выражается через вероятность безотказной работы зависимостью

$$T_1 = \int_0^{\infty} P(t) dt. \quad (1.10)$$

Статистически средняя наработка до отказа определяется по формуле

$$T'_1 = 1 / N \sum_{j=1}^N \tau_j, \quad (1.11)$$

где  $N$  — число работоспособных объектов при  $t = 0$ ;  $\tau_j$  — наработка до первого отказа каждого объекта.

Понятие надежности, введенное при рассмотрении неремонтируемых объектов, является в данном случае неполным, так как оно не отражает свойство восстанавливаемости.

Процесс эксплуатации ремонтируемых изделий можно представить как последовательное чередование интервалов времени работоспособного и неработоспособного состояний.

*Показатели безотказности* ремонтируемых объектов: вероятность безотказной работы  $P(t)$ , параметр потока отказов  $\mu(t)$ , средняя наработка до отказа  $T_1$ .

Вероятность безотказной работы для нового оборудования рассматривается до первого отказа, а для оборудования, находящегося в эксплуатации, — до отказа после восстановления работоспособного состояния.

Параметр потока отказов представляет собой отношение математического ожидания числа отказов восстанавливаемого объекта за достаточно малую его наработку к значению этой наработки. При этом число элементов в процессе опыта остается неизменным (отказавшие элементы заменяются новыми), что соответствует

реальному процессу эксплуатации. Параметр потока отказов определяется по формуле

$$\mu(t) = \lim_{\Delta t \rightarrow 0} \frac{M[r(t + \Delta t) - r(t)]}{\Delta t}, \quad (1.12)$$

где  $M$  — символ математического ожидания;  $\Delta t$  — малый отрезок наработки;  $r(t)$  — число отказов, наступивших от начального момента времени до достижения наработки  $t$ .

Разность  $r(t + \Delta t) - r(t)$  представляет собой число отказов на отрезке  $\Delta t$ .

Указанный показатель широко используется для оценки эффективности работы энергоснабжающих организаций. В результате обработки статистических данных устанавливается число плановых и аварийных отключений питания, исходя из количества и длительности которых можно определить ущерб от перерывов электроснабжения.

Для ремонтируемого объекта, при эксплуатации которого допускается многократное восстановление работоспособности оборудования, удобным показателем надежности является также среднее число часов работы между двумя соседними отказами  $T$ .

Статистическую оценку средней наработки до отказа  $T'$  вычисляют по формуле

$$T' = t / r(t), \quad (1.13)$$

где  $t$  — суммарная наработка;  $r(t)$  — число отказов, наступивших во время этой наработки.

**Ремонтопригодность.** Показатели ремонтпригодности необходимы для ремонтируемых объектов. Время ремонта является случайной величиной. Ремонтпригодность складывается из времени, затрачиваемого на обнаружение отказа, времени поиска отказавших элементов и устранения последствий отказа.

Для количественной оценки ремонтпригодности наиболее часто применяются  $P(t_{\text{в}})$  — вероятность того, что среднее время восстановления объекта не превысит заданное значение, и среднее время восстановления  $T_{\text{в}}$  — математическое ожидание времени ремонта отказавшего объекта:

$$T_{\text{в}} = \int_0^{\infty} t_{\text{в} \ 1} f(t_{\text{в}}) dt, \quad (1.14)$$

где  $t_{\text{в} \ 1}$  — время текущего ремонта  $i$ -го объекта;  $f(t_{\text{в}})$  — плотность распределения случайной величины времени ремонта.

Если в процессе эксплуатации электрооборудования ведется учет отказов и фиксируется время выполнения ремонтных работ, среднее время восстановления можно определить на основе статистических данных по формуле

$$T'_{\text{в}} = (\sum_{i=1}^n T_{\text{в} \ 1})/n, \quad (1.15)$$

где  $n$  — количество отказов за время  $t$ .

**Долговечность.** Под долговечностью понимается свойство объекта сохранять работоспособность до наступления предельного состояния при установленной системе технического обслуживания и ремонта. Предельное состояние наступает, когда дальнейшая эксплуатация электрооборудования невозможна или нецелесообразна.

Для количественной оценки долговечности используются такие показатели, как ресурс и срок службы. Они указываются в эксплуатационной документации. Срок службы может быть доремонтный, межремонтный, послеремонтный (до списания). Доремонтный ресурс исчисляют до первого капитального ремонта, межремонтный — между ремонтами, послеремонтный — после последнего капитального ремонта. Полный ресурс отсчитывают от начала эксплуатации объекта до его перехода в предельное состояние, соответствующее окончательному прекращению эксплуатации. При рассмотрении вопросов надежности обычно оперируют полным ресурсом (сроком службы). Для ремонтируемых и неремонтируемых объектов различают средний срок службы (средний ресурс) и гамма-процентный срок службы (ресурс).

*Средний срок службы* — математическое ожидание срока службы от начала эксплуатации до наступления предельного состояния:

$$T_{\text{сл} \ 1} = \int_0^{\infty} t_{\text{сл} \ 1} f(t_{\text{сл}}) dt, \quad (1.16)$$

где  $t_{\text{сл} \ 1}$  — срок службы  $i$ -го объекта;  $f(t_{\text{сл}})$  — функция плотности распределения времени срока службы.

*Гамма-процентный срок службы* ( $T_{\text{сл } \gamma}$ ) — календарная продолжительность эксплуатации, в течение которой объект не достигнет предельного состояния с вероятностью  $\gamma$ , выраженной в процентах. Гамма-процентный срок службы определяется из выражения

$$1 - Q(T_{\text{сл } \gamma}) = P(T_{\text{сл } \gamma}) = \gamma/100, \quad (1.17)$$

где  $Q(T_{\text{сл } \gamma})$  — функция распределения срока службы.

При использовании показателей долговечности следует указывать начало и конец отсчета.

**Сохраняемость.** Сохраняемость важна для объектов с длительными сроками хранения, например для установок для сортировки зерна на элеваторах, ряда электроприемников в животноводстве и растениеводстве.

В процессе хранения в элементах оборудования происходят естественные физико-химические процессы, вызывающие старение. Различные факторы внешней среды ускоряют старение. В результате изменяются технические и эксплуатационные характеристики электрооборудования и после хранения оно может оказаться в неработоспособном или предельном состоянии.

Сохраняемость электрооборудования характеризует его способность противостоять отрицательному влиянию этих условий и продолжительности его хранения и транспортирования. В качестве единичных показателей сохраняемости используются: средний срок сохраняемости и гамма-процентный срок сохраняемости.

*Средний срок сохраняемости* — математическое ожидание срока сохраняемости:

$$T_c = \int_0^{\infty} t_{ci} f(t_c) dt, \quad (1.18)$$

где  $t_{ci}$  — сохраняемость  $i$ -го вида электрооборудования;  $f(t_c)$  — плотность распределения случайной величины  $t_c$ .

*Гамма-процентный срок сохраняемости*  $T_{c \gamma}$  — срок сохраняемости, достигаемый объектом с заданной вероятностью, выраженной в процентах:

$$1 - Q(T_{c \gamma}) = P(T_{c \gamma}) = \gamma/100, \quad (1.19)$$

где  $Q(T_{c \gamma})$  — функция распределения срока сохраняемости.

Следует различать сохраняемость электрооборудования до ввода в эксплуатацию и сохраняемость оборудования в период эксплуатации (при перерывах в работе). Во втором случае сохраняемость входит составной частью в срок службы.

Помимо единичных показателей надежности для оценки эксплуатационных характеристик электрооборудования часто используются обобщенные (комплексные) показатели, которые относятся одновременно к нескольким свойствам объекта. Такими показателями являются показатели готовности.

**Готовность.** Готовность — сложное комплексное понятие, характеризующее состояние объекта, которое зависит от надежности самого объекта и действий обслуживающего персонала. Готовность электрооборудования сельскохозяйственного предприятия определяется следующими факторами:

- надежностью электрооборудования;
- квалификацией обслуживающего персонала;
- принятой системой технического обслуживания и текущих ремонтов электрооборудования;
- укомплектованностью электротехнической службы обслуживающим персоналом;
- обеспеченностью службы материально-техническими ресурсами.

Показатели готовности электрооборудования носят вероятностно-статистический характер, так как зависят от большого числа различных факторов.

Основные показатели готовности: коэффициент готовности —  $k_r$ ; коэффициент оперативной готовности —  $k_{o,r}$ ; коэффициент технического использования —  $k_{т.и.}$ .

Для оценки степени использования электрооборудования при возникновении неплановых режимов используется коэффициент готовности. *Коэффициент готовности* — это вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени, кроме планируемых периодов, в течение которых применение его по назначению не предусмотрено (плановые технические обслуживания и плановые текущие ремонты).

Для электрооборудования сельскохозяйственных предприятий, как правило, выполняется условие  $T > T_v$ , где  $T$  — наработка до отказа;  $T_v$  — среднее время восстановления. Обычно восстанов-



ление начинается сразу после возникновения отказа. При таких условиях стационарное значение коэффициента готовности определяется по формуле

$$k_r = \frac{T}{T + T_b}. \quad (1.20)$$

Следовательно, коэффициент готовности показывает относительное время нахождения электрооборудования в исправном состоянии (в состоянии готовности к применению) в установившемся (стационарном) процессе эксплуатации.

Коэффициент готовности характеризует одновременно два свойства электрооборудования — его безотказность и ремонтпригодность. Рассматриваемый показатель имеет большое практическое значение при планировании работы сельскохозяйственных объектов, поскольку с его помощью можно оценить вероятность нахождения электрооборудования в исправном состоянии при включении его в произвольный момент времени. Однако необходимо отметить следующую особенность этого показателя: он не учитывает простои электрооборудования при технических обслуживаниях и текущих ремонтах, проводимых в плановом порядке по системе планово-предупредительного ремонта и технического обслуживания электрооборудования, используемого в сельском хозяйстве (ППРЭсх).

Степень выполнения задачи оборудованием, находящимся в режиме ожидания, может быть оценена коэффициентом оперативной готовности. Под режимом ожидания понимается нахождение оборудования при полной или облегченной нагрузке без выполнения основных рабочих функций.

*Коэффициент оперативной готовности* — это вероятность того, что объект окажется в работоспособном состоянии в произвольный момент времени и, начиная с этого момента времени, будет работать безотказно в течение заданного интервала. Вероятность нахождения объекта в работоспособном состоянии в произвольный момент времени характеризуется коэффициентом готовности, а работоспособность в течение заданного интервала времени — вероятностью безотказной работы:

$$k_{o,r} = k_r P(t). \quad (1.21)$$

Для комплексной оценки надежности работы электрооборудования в процессе эксплуатации применяется коэффициент технического использования. *Коэффициент технического использования* — отношение математического ожидания суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии за некоторый период эксплуатации к математическому ожиданию суммарного времени пребывания объекта в работоспособном состоянии и простоев, обусловленных техническими обслуживаниями и ремонтами за тот же период. На основании статистических данных коэффициент технического использования определяется следующим образом:

$$k_{т.и} = \frac{T_{\Sigma}}{T_{\Sigma} + T_{р\ \Sigma} + T_{т.о\ \Sigma}}, \quad (1.22)$$

где  $T_{\Sigma}$  — суммарная наработка объекта;  $T_{р\ \Sigma}$  — суммарное время простоев из-за плановых и неплановых ремонтов;  $T_{т.о\ \Sigma}$  — суммарное время простоев из-за плановых и неплановых технических обслуживаний.

По сравнению с коэффициентом готовности коэффициент технического использования является более общим и универсальным показателем, поскольку учитывает все простои объекта.

### 1.3. Оценка эксплуатационных свойств электрооборудования



Под *расчетом надежности* следует понимать определение численных значений показателей надежности по имеющимся исходным данным.

Различают *расчеты надежности при проектировании*, которые выполняются обычно с использованием аналитических методов, и *расчеты надежности по статистическим данным*, полученным в процессе эксплуатации. Исследование надежности может также проводиться методом моделирования на ЭВМ.

Общие требования к надежности изделия устанавливаются в зависимости от условий работы, назначения аппаратуры, ущерба от отказов и других условий.

Для определения показателей надежности объекта, состоящего из нескольких элементов, составляется структурная схема надежности. Структурная схема надежности — условная схема, которая учитывает влияние отказов отдельных элементов и связей между ними на работоспособность системы в целом. Асинхронный электродвигатель в структурной схеме надежности может быть представлен корпусом, обмоткой статора, ротором, подшипниками.

Различают два основных способа соединения элементов в систему в структурной схеме надежности — последовательное (основное) и параллельное (резервное).

Соединение элементов называется **последовательным**, если отказ хотя бы одного элемента приводит к отказу всей системы. Система работоспособна, если исправны все элементы.

Соединение элементов называется **параллельным**, если отказ в системе наступает только после отказа всех элементов.

Параллельное включение элементов является эффективным средством повышения надежности объекта, позволяющим создавать электротехнические изделия, надежность которых будет выше надежности входящих в них элементов. Однако при резервировании оборудование усложняется, возрастают его габариты и масса, потребляемая мощность, стоимость. В сельскохозяйственных установках резервирование используется достаточно часто. Устанавливаются резервные трансформаторы на трансформаторных подстанциях, в хозяйствах применяются резервные дизельные электростанции, создается резервный запас электродвигателей и другой аппаратуры.

Основным параметром резервирования является его **кратность** — отношение числа резервных элементов к числу основных.

Посредством сбора и обработки информации об отказах определяются причины отказов, корректируются данные по интенсивностям отказов типовых элементов, оптимизируется работа электротехнической службы по созданию необходимого резервного фонда. *Статистические данные* учитываются при определении сроков проведения технических обслуживаний и текущих ремонтов, расчете численности обслуживающего персонала.

В практике работы электротехнических служб сведения об отказах электрооборудования фиксируются в специальных журналах. При этом должны указываться: тип, марка оборудования, вре-

мя наступления отказа, причина, время восстановления работоспособного состояния. Формы документов должны предусматривать возможность обработки информации на ЭВМ.

Расчет надежности по статистическим данным может проводиться либо в процессе испытаний на надежность, либо на основе опыта эксплуатации.

Наиболее типичная постановка задачи при экспериментальной оценке надежности — определение вида функции распределения и параметров распределения исследуемой случайной величины.

Обработка полученного статистического материала начинается с составления таблицы потока отказов, затем исходные данные группируют в вариационный ряд в порядке возрастания значений случайной величины.

При большом числе наблюдений (порядка сотен) вариационный ряд перестает быть удобной формой записи статистического материала. Для удобства использования он подвергается дополнительной обработке.

Весь диапазон полученных значений случайной величины делят на интервалы и подсчитывают количество членов выборки, попадающих на каждый интервал. Это число делят на общее число наблюдений и определяют частоту, соответствующую данному разряду. Сумма частот всех разрядов должна быть равна единице.

Полученный статистический ряд оформляется в виде гистограммы, которая строится следующим образом. По оси абсцисс откладывают разряды и на каждом из них строят прямоугольник, площадь которого равна частоте данного разряда.

По виду гистограммы выдвигают гипотезу о предполагаемом законе распределения случайной величины и определяют его параметры.

Определяют теоретические вероятности попадания исследуемой величины в каждый интервал, строят теоретическую кривую.

При построении гистограммы с выравнивающей ее кривой обычно бывает видно, что между теоретической кривой и статистическим распределением имеется расхождение. На практике такое расхождение всегда неизбежно. Следовательно, возникает вопрос о согласованности теоретического и статистического распределений. Такая проверка осуществляется по критериям согласия.

Основной особенностью оценки показателей надежности по статистическим данным является ограниченность статистического материала для точного определения характеристик. В условиях ограниченного числа опытов любое значение искомого показателя всегда будет содержать элемент случайности. Приближенное, случайное значение показателя надежности называется *оценкой*.

Опыт эксплуатации электрооборудования в условиях сельского хозяйства показывает, что его фактические сроки службы и наработка до отказа в 1,5–3 раза меньше нормируемых. Все причины преждевременного выхода из строя электрооборудования можно разбить на три группы.

Первая группа — причины внешнего характера: общий дефицит электротехнических изделий, нехватка оборудования специализированного сельскохозяйственного изготовления, низкий уровень ремонта оборудования, плохое качество электроэнергии у электроприемников, тяжелые условия работы, дефекты монтажа, отсутствие надежных защит электроприемников от аварийных режимов (до 75 % электродвигателей, используемых в сельском хозяйстве, не имеют надежной защиты от перегрузок).

Вторая группа причин связана с выполнением проектных работ. Это ошибки при выборе электрооборудования по конструктивному исполнению, режимам работы и условиям окружающей среды; неправильный выбор защиты; ошибки при обосновании штатной структуры, определении резервного фонда оборудования.

Третья группа причин обусловлена непосредственно деятельностью электротехнических служб и персонала, обслуживающего машины и механизмы, используемые в сельскохозяйственном производстве. Сюда следует отнести: неукомплектованность кадрами и недостаточный уровень квалификации электромонтеров; нарушения правил технической эксплуатации электрооборудования; нерегулярное проведение технических обслуживаний и текущих ремонтов; неудовлетворительные условия работы электрооборудования, создаваемые по вине обслуживающего персонала (попадание воды в механизмы, загрязнение кормом, навозом, сыпучими материалами и т.д.); слабую техническую оснащенность электротехнических служб.

Одной из основных особенностей электрооборудования сельскохозяйственных предприятий является широкая номенклатура

применяемых изделий при относительно небольшой мощности аппаратов и малой повторяемости однотипных агрегатов.

В состав электрооборудования входят: электрические машины, электронагревательные установки, электроосветительные и облучательные приборы, пускозащитная аппаратура, а также электроустановки, обеспечивающие питание электрической энергией сельскохозяйственных предприятий.

В целом многономенклатурность электрооборудования, применяемого в сельском хозяйстве, создает определенные трудности при организации его эксплуатации, особенно при планировании работ по техническому обслуживанию и ремонту, созданию резервного фонда, определению количественного состава электротехнических служб и в других случаях.

В сельском хозяйстве электрооборудование эксплуатируется в условиях повышенной влажности и агрессивности среды, наличия пыли и абразивных частиц, неравномерной загрузки агрегатов и перегрузок, низкого качества электроэнергии, сезонности работы в течение года.

Факторы внешней среды подразделяются на климатические, биологические и механические.

Согласно ПТЭ (ТКП 181–2009) [5], сельскохозяйственные помещения по своему характеру и условиям окружающей среды относятся к следующим категориям:

1) помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих повышенную опасность:

- сырости (относительная влажность превышает 75 %) или проводящей пыли;

- токопроводящих полов (металлических, земляных, железобетонных, кирпичных и т.д.);

- высокой температуры (длительное время превышает +30 °С);

- возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям здания, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования — с другой;

2) особо опасные помещения, характеризующиеся наличием одного из следующих условий, создающих особую опасность:

□ особой сырости (относительная влажность близка к 100 %: потолок, стены, пол и предметы, находящиеся в помещении, покрыты влагой);

□ химически активной среды, где по условиям производства постоянно или длительно содержатся пары или образуются отложения, действующие разрушающе на изоляцию и токоведущие части электрооборудования;

□ одновременно двух или более условий повышенной опасности;

3) помещения без повышенной опасности, в которых отсутствуют условия, создающие повышенную опасность и особую опасность.

При этом почти 50 % электрооборудования в сельском хозяйстве размещается во влажных, сырых и очень сырых помещениях.

Условия внешней среды применительно к сельскохозяйственному оборудованию следует рассматривать как тяжелые, что обуславливает преждевременный выход его из строя. Помимо плохих климатических условий на срок службы электрооборудования и другие его характеристики существенное влияние оказывают изменения нагрузки и низкое качество электроэнергии.

Технологический процесс сельскохозяйственного производства характеризуется рядом особенностей, связанных с повышенными нагрузками в утренние и вечерние часы, резким снижением их в дневное время и почти полным отсутствием ночью. Например, на животноводческих фермах в утренние и вечерние часы выполняется большой комплекс работ, определяемый доением, кормлением животных, уборкой навоза.

Неравномерность графиков электрических нагрузок, неодинаковая мощность по фазам приводит к значительным потерям электроэнергии в сетях и невозможности обеспечить высокие показатели качества электроэнергии у электроприемников. Перегрузки отдельных механизмов могут вызвать заклинивание электродвигателей и выход их из строя. В силу этого в процессе эксплуатации возникает комплекс задач по обеспечению эффективной работы линий электропередачи и трансформаторов, коммутационной и защитной аппаратуры, средств компенсации реактивной мощности. В ряде случаев необходимо также рационализировать режим рабо-

ты отдельных электроприемников, а также правильно составить электробаланс сельскохозяйственного предприятия в целом.

Решение поставленных вопросов невозможно без знания электрических нагрузок. Порядок построения графиков нагрузок и определения основных режимных показателей зависит от возможности проведения необходимых замеров в процессе эксплуатации, а также от принятого детерминированного или стохастического подхода при выполнении расчетов.

Основным направлением совершенствования существующей системы обслуживания электрооборудования является переход на новую стратегию — обслуживание по текущему состоянию. Непременным условием использования таких систем является создание и внедрение устройств диагностики, позволяющих решить задачу контроля параметров электротехнического изделия в процессе эксплуатации и выполнить прогноз сроков проведения ремонтных мероприятий.





## **ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И СРЕДСТВ АВТОМАТИКИ**

### **2.1. Цель и задачи эксплуатации электрооборудования и средств автоматики. Формы эксплуатации**



С 2009 г. эксплуатация электроустановок потребителей ведется в соответствии с требованиями «Правил технической эксплуатации потребителей» (ТКП 181–2009) [5], утвержденных постановлением Министерства энергетики Республики Беларусь № 16 (ПТЭ) от 20.05.2009 г. Этот документ устанавливает единые технические требования к эксплуатации электроустановок потребителей и распространяется на все организации независимо от форм собственности и организационно-правовых норм, индивидуальных предпринимателей и граждан — владельцев электроустановок.

*Цель* эксплуатации сельскохозяйственного электрооборудования — обеспечение его бесперебойной и экономичной работы за счет поддержания надежности и рационального использования.

*Основные задачи* эксплуатации электрооборудования в сельском хозяйстве — добиться бесперебойного, надежного и качественного электроснабжения всех объектов сельскохозяйственного производства, создать нормальные режимы работы электрооборудования, обеспечивающие его наилучшие технико-экономические показатели, повысить эксплуатационную надежность оборудования [1, 3, 4, 10].

*Главная* из этих задач — организация технического обслуживания электрооборудования и электрических сетей, исключая производственные простои из-за неисправности электроустановок, поддержание надлежащего качества электроэнергии и сохранение паспортных параметров электрооборудования в течение максимального времени при минимальном расходе электроэнергии и материалов. Эта задача решается службой эксплуатации. Служба эксплуатации — структура, состоящая из специалистов электротехнической службы (ЭТС) хозяйства. Если энергетическая служба отсутствует, то обслуживать электроустановки может специализированная организация по соответствующему договору [5, 10, 11].

Для непосредственной организации эксплуатации электроустановок на предприятии (организации) должны быть назначены ответственный за электрохозяйство из числа инженерно-технического персонала предприятия и лицо, его заменяющее. При отсутствии лица, ответственного за электрохозяйство, ответственность возлагается на руководителя предприятия.

Ответственный за электрохозяйство должен:

- организовать разработку и ведение необходимой документации по вопросам организации эксплуатации электроустановок;
- организовать обучение, инструктирование, проверку знаний и допуск к самостоятельной работе электротехнического персонала;
- организовать безопасное проведение всех видов работ в электроустановках, в том числе с участием командированного персонала;
- обеспечить своевременное и качественное выполнение технического обслуживания, планово-предупредительных ремонтов и профилактических испытаний электроустановок;
- организовать проведение расчетов норм электропотребления и потребности потребителя в электрической энергии (мощности) и осуществлять контроль за ее расходом;
- участвовать в разработке и внедрении мероприятий по рациональному потреблению электрической энергии;
- контролировать наличие, своевременность проверок и испытаний средств защиты в электроустановках, наличие средств пожаротушения и инструмента;
- обеспечить установленный порядок допуска в эксплуатацию и подключения новых и реконструированных электроустановок;

- организовать оперативное обслуживание электроустановок;
- контролировать или самостоятельно обеспечивать правильность допуска персонала строительно-монтажных и специализированных организаций к работам в действующих электроустановках и в охранной зоне линий электропередачи.

Лица, ответственные за электрохозяйство, несут ответственность за правильный подбор электротехнического персонала.

В современных условиях хозяйственной деятельности в Республике Беларусь различные предприятия и организации имеют энергетические службы, различающиеся формами организации и оснащённостью оборудованием и квалифицированным эксплуатационно-ремонтным персоналом [11].

При эксплуатации электрооборудования его техническое состояние ухудшается из-за износов, поломок, нарушений регулировки, ослабления креплений и т.п. Даже незначительная неисправность, например ненадёжный контакт в электрической машине, может привести к выходу электрооборудования из строя, а в некоторых случаях — к аварии. Техническое обслуживание позволяет своевременно выявлять и устранять неисправности, возникающие в процессе эксплуатации, или причины, которые могут повлечь за собой неисправность.

Оборудование на многих сельскохозяйственных объектах имеет значительный износ, а финансовое положение предприятий не позволяет произвести его полную замену. В этих условиях от правильной организации эксплуатации и ремонта зависит экономический успех предприятия.

Принципы организации эксплуатации и ремонта оборудования разрабатывались и видоизменялись практически с начала возникновения промышленного производства, но до настоящего времени не существует единого подхода к эксплуатации и ремонту для всех групп оборудования: основного технологического, вспомогательного, транспортного, энергетического и сетей энергоснабжения.

Применительно к энергетическому оборудованию ни одна из существующих систем эксплуатации и ремонта не охватывает всей номенклатуры электротехнических изделий и средств автоматики. Отраслевые системы технического обслуживания и ремонта не полностью согласуются с основными нормативными документа-

ми, определяющими порядок эксплуатации электрооборудования и электрических сетей, — «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей». В Республике Беларусь отсутствует единая система технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов электрооборудования как в промышленности, так и в сельском хозяйстве.

Эксплуатация и ремонт электрооборудования могут осуществляться собственными силами предприятий и сельскохозяйственных организаций, сторонними специализированными предприятиями, а также специализированными подразделениями заводов-изготовителей.

Форма эксплуатации и ремонта электрооборудования зависит от развитости собственной эксплуатационно-ремонтной базы, удаленности от предприятий-изготовителей, а также от финансовых возможностей предприятия или организации.

В настоящее время на промышленных предприятиях и на крупных сельскохозяйственных объектах установились децентрализованная, централизованная и смешанная формы управления электрохозяйством.

При **децентрализованной** форме эксплуатации и планово-предупредительный ремонт цеховых электроустановок производится штатным эксплуатационным персоналом, административно подчиненным начальнику цеха. Ответственность за состояние и обслуживание внутрицеховых установок несут начальник, инженер-механик и инженер-энергетик (инженер-электрик) цеха. Технический надзор за обслуживанием и планово-предупредительным ремонтом электроустановок, а также технический инструктаж эксплуатационного энергетического персонала проводятся отделом главного энергетика предприятия. Трансформаторные подстанции, воздушные линии напряжением выше 1 кВ, компрессорные и насосные станции, а также электроремонтный цех находятся в ведении главного энергетика предприятия.

При **централизованном** управлении электрохозяйством все виды эксплуатационных и ремонтных работ выполняются персоналом службы главного энергетика.

**Смешанная форма** эксплуатации электроустановок применяется, как правило, на крупных предприятиях и предусматривает

выполнение всех видов работ по эксплуатации и ремонту электрооборудования и средств автоматизации.

Форма эксплуатации электрооборудования в сельском хозяйстве зависит от объема работ по техническому обслуживанию в хозяйстве.

**Хозяйственная** форма эксплуатации обычно применяется при большом объеме работ и хорошей обеспеченности трудовыми и материальными ресурсами. Весь комплекс работ по техническому обслуживанию (ТО) и текущему ремонту (ТР) выполняет энергетическая служба хозяйства. Для выполнения капитального ремонта, сложных пусконаладочных работ и измерений привлекаются специализированные организации.

При **специализированной** форме обслуживания хозяйство передает привлекаемой организации на полное техническое обслуживание и ремонт отдельные объекты или виды работ (текущий, капитальный ремонт или пусконаладочные работы).

При **комплексном** обслуживании работы по ТО, ТР и капитальный ремонт выполняют привлекаемые организации.

Сельскохозяйственное производство характеризуется специфическими условиями, как правило, тяжелыми для электрооборудования. Поэтому при эксплуатации электрооборудования особое внимание нужно обращать на следующее:

- правильный выбор электрооборудования по условиям среды, в которой оно работает, при этом необходимо учитывать режим работы;

- выбор мощности электрооборудования с учетом конкретных режимов его работы, особенно продолжительности его использования;

- обслуживание электрооборудования перед вводом в эксплуатацию, перед пуском, в процессе работы, после остановки;

- своевременное плановое проведение технического обслуживания с учетом режима работы;

- плановое проведение текущих ремонтов, сочетающееся с модернизацией электрооборудования, с учетом конкретных данных эксплуатации по выявлению слабых мест, узлов в электрооборудовании и причин их появления, усиление этих элементов и повышение надежности электрооборудования;

□ профилактические испытания электрооборудования и электроустановок, при этом необходимо учесть, что такие испытания могут быть проведены непосредственно на работающем электрооборудовании.

Основные характеристики системы технической эксплуатации электрооборудования и средств автоматики: принципы технической эксплуатации, структура ремонтного цикла, периодичность работ, типовой состав операции обслуживания и ремонта, трудоемкость и стоимость работ.

*Послеотказовый принцип эксплуатации* — это обслуживание по необходимости, когда восстановительные работы осуществляют лишь после выхода оборудования из строя, а плановые профилактические работы не проводят.

*Профилактический принцип* состоит в том, что независимо от технического состояния электрооборудования проводят профилактические работы в плановые сроки. Профилактические работы бывают календарными или регламентными. Календарные работы выполняют в определенные сроки независимо от режима работы электрооборудования, регламентные — после регламентированной наработки изделия с учетом его загрузки.

*Послеосмотровый принцип* состоит в том, что в плановом порядке проводят лишь диагностические проверки, а необходимые профилактические или восстановительные работы назначают с учетом фактического состояния оборудования.

Эксплуатацию электроустановок должен осуществлять специально подготовленный электротехнический персонал.

Электротехнический персонал предприятия подразделяется:

□ на административно-технический, организующий и принимающий непосредственное участие в оперативных переключениях, ремонтных, монтажных и наладочных работах в электроустановках; этот персонал имеет права оперативного, ремонтного или оперативно-ремонтного;

□ оперативный (в дальнейшем оперативный и оперативно-ремонтный персонал, если не требуется разделения, именуется оперативным персоналом), осуществляющий оперативное управление электрохозяйством предприятия, цеха, а также оперативное обслуживание электроустановок (осмотр, проведение работ в порядке

текущей эксплуатации, проведение оперативных переключений, подготовку рабочего места, допуск и надзор за работающими);

□ ремонтный, выполняющий все виды работ по ремонту, реконструкции и монтажу электрооборудования. К этой категории относится также персонал специализированных служб (испытательных лабораторий, служб автоматики и контрольно-измерительных приборов и т.д.), в обязанности которого входит проведение испытаний, измерений, наладки и регулировки электроаппаратуры и т.п.;

□ оперативно-ремонтный — ремонтный персонал небольших предприятий (или цехов), специально обученный и подготовленный для выполнения оперативных работ на закрепленных за ним электроустановках;

□ электротехнологический персонал производственных цехов и участков, не входящих в состав энергослужбы предприятия, осуществляющий эксплуатацию электротехнологических установок и имеющий группу по электробезопасности II и выше. В своих правах и обязанностях приравнивается к электротехническому и подчиняется в техническом отношении энергослужбе предприятия.

Электротехническая служба ведет работы по трем направлениям: техническая эксплуатация электрооборудования, электрификация и автоматизация сельскохозяйственного производства, совершенствование системы эксплуатации. Помимо основной задачи, связанной с проведением технических обслуживаний и текущих ремонтов электрооборудования, специалисты ЭТС разрабатывают план комплексной электрификации и автоматизации хозяйства и участвуют в его реализации, в частности принимают в эксплуатацию новое электрооборудование, занимаются вопросами материально-технического снабжения, обеспечивают рациональное и эффективное использование всех видов топливно-энергетических ресурсов, ведут обучение персонала, решают вопросы оплаты труда и т.д.

Самостоятельная ЭТС создается на предприятии, имеющем большой объем электрооборудования, хорошие материальные и трудовые ресурсы, а также при значительном удалении хозяйства от районного центра и плохих дорогах.



## 2.2. Техническая документация электротехнической службы

В соответствии с ТКП 181–2009 [5] для каждого структурного подразделения или самостоятельного производственного участка необходимо иметь:

- паспортные карты или журналы с перечнем электроустановок и средств защиты с указанием их технических данных, а также присвоенными им инвентарными номерами;

- протоколы и акты испытаний, ремонта и ревизии оборудования;

- чертежи электрооборудования, электроустановок и сооружений, комплекты чертежей запасных частей, исполнительные чертежи трасс воздушных и кабельных линий, кабельные журналы;

- чертежи подземных кабельных трасс и заземляющих устройств с привязками к зданиям и постоянным сооружениям, а также с указанием мест установки соединительных муфт кабелей и пересечений их с другими коммуникациями;

- общие схемы электроснабжения, составленные для потребителя в целом и для отдельных цехов и участков;

- комплект эксплуатационных инструкций по обслуживанию электроустановок цеха, участка;

- комплект производственных инструкций для каждого рабочего места, инструкций по охране труда, а также инструкций по пожарной безопасности. Перечень таких инструкций утверждает технический руководитель организации;

- распоряжения руководителя потребителя о разграничении электрических сетей по эксплуатационной ответственности между структурными подразделениями.

Все изменения в электроустановках, сделанные во время эксплуатации, должны отображаться в схемах и чертежах за подписью лица, ответственного за электрохозяйство, с указанием даты внесения изменений.

Сведения об изменениях в электрических схемах должны доводиться до сведения электротехнического персонала, для которого знание этих схем является обязательным, и фиксироваться записью в журнале распоряжений.



Комплект схем электроснабжения должен быть на рабочем месте у лица, ответственного за электрохозяйство.

Комплект оперативных схем электроустановок цеха, участка и электроустановок, электрически соединенных с другими цехами и участками, должен храниться у дежурного цеха, участка.

У потребителей, которые имеют особые условия производства или электроустановки, эксплуатация которых не предусмотрена данными Правилами, должны быть разработаны эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда и пожарной безопасности для электротехнического персонала, обслуживающего электроустановки. Эти инструкции разрабатываются с учетом характера и технологии производства, особенностей оборудования и других особенностей, утверждаются руководителем.

В случае изменения состояния, условий эксплуатации электроустановок в инструкции по эксплуатации электроустановок вносятся соответствующие изменения и дополнения. С этими изменениями должны ознакомиться работники, для которых знание данных инструкций является обязательным, с записью в журнале производственного инструктажа.

На каждом производственном участке, в цехах должен быть комплект необходимых инструкций согласно утвержденному перечню. Полный комплект инструкций должен храниться у лица, ответственного за электрохозяйство, а у работника на рабочем месте — комплект, необходимый для выполнения его функций. Инструкции пересматриваются не реже, чем 1 раз в три года.

На рабочих местах оперативного персонала (на подстанциях, в распределительных устройствах или помещениях, отведенных для работников, которые обслуживают электроустановки) необходимо вести следующую документацию:

- ☐ однолинейную схему электрических соединений;
- ☐ оперативный журнал;
- ☐ бланки переключений, нарядов-допусков;
- ☐ журнал учета работ;
- ☐ журнал выдачи и возврата ключей от электропомещений;
- ☐ журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики (указания оперативному персоналу);
- ☐ журнал учета работы релейной защиты и автоматики (далее — РЗА);
- ☐ журнал распоряжений;

- журнал или картотеку дефектов и неполадок на электрооборудовании;
- журнал обходов и осмотров электрооборудования;
- ведомости (журнал) показаний контрольно-измерительных приборов и электросчетчиков;
- перечень работ, выполняемых по нарядам, распоряжениям и в порядке текущей эксплуатации;
- журнал учета противоаварийных тренировок;
- журнал производственного инструктажа;
- журнал учета электрооборудования.

На рабочих местах должна также иметься следующая документация:

- должностная инструкция;
- утвержденный перечень технических нормативных правовых актов в области технического нормирования и стандартизации (далее — ТНПА), технологических схем для данного рабочего места;
- списки работников: имеющих право выполнения оперативных переключений, ведения оперативных переговоров, единоличного осмотра электроустановок и электротехнической части технологического оборудования; имеющих право отдавать распоряжения, выдавать наряды; имеющих права допускающего, руководителя работ, производителя работ, наблюдающего; допущенных к выполнению специальных видов работ; энергоснабжающей организации и организаций — субабонентов, имеющих право вести оперативные переговоры;
- перечень оборудования, линий электропередачи и устройств РЗА, находящихся в оперативном управлении и ведении на закрепленном участке;
- производственная инструкция по переключениям в электроустановках;
- инструкция о порядке действия персонала в случае возникновения аварийных и чрезвычайных ситуаций, а также пожаров;
- положение о режимном взаимодействии с энергоснабжающей организацией;
- перечень постоянно действующих мероприятий по снижению нагрузки в часы контроля максимума электрической мощности, утвержденный в установленном порядке.

Объем оперативной документации может быть дополнен по решению руководителя или лица, ответственного за электрохозяйство.

Оперативная документация, диаграммы регистрирующих контрольно-измерительных приборов, ведомости показаний расчетных приборов учета, выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом автоматизированных систем управления (далее — АСУ), относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в течение одного года.

Оперативную документацию периодически (в установленные техническим руководителем сроки, но не реже 1 раза в месяц) должен просматривать вышестоящий оперативный или административно-технический персонал и принимать меры к устранению обнаруженных недостатков.

### 2.3. Приемка в эксплуатацию электроустановок



Новые или реконструированные электроустановки и пусковые комплексы должны быть приняты в эксплуатацию в порядке, изложенном в настоящих Правилах и других ТНПА.

До начала строительства или реконструкции электроустановок необходимо:

- ☐ получить технические условия у энергоснабжающей организации;
- ☐ выполнить проектную документацию;
- ☐ согласовать проектную документацию с энергоснабжающей организацией, выдавшей технические условия, и органом госэнергонадзора.

Перед приемкой в эксплуатацию электроустановок должны быть проведены:

- ☐ в период строительства и монтажа энергообъекта — промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, в том числе скрытых работ;
- ☐ приемосдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем электроустановок;
- ☐ комплексное опробование оборудования.

Приемосдаточные испытания оборудования и пусконаладочные испытания отдельных систем должны проводиться по проектным схемам подрядчиком (генподрядчиком) с привлечением персонала заказчика после окончания всех строительных и монтажных работ по сдаваемой электроустановке, а комплексное опробование должно быть проведено заказчиком. Перед приемосдаточными и пусконаладочными испытаниями и комплексным опробованием установленного оборудования качество строительно-монтажных работ (СМР) должно быть проверено на соответствие требованиям правил устройства электроустановок (ПУЭ) и других ТНПА.

Для проведения пусконаладочных работ и опробования электрооборудования допускается временное включение электроустановок по проектной схеме на основании временного разрешения, выданного территориальными органами госэнергонадзора.

При комплексном опробовании оборудования должна быть проверена работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации; проведены проверка и настройка всех систем контроля и управления, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов. Комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного и вспомогательного оборудования в течение 72 ч, а линий электропередачи — в течение 24 ч.

Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе приемосдаточных и пусконаладочных испытаний, комплексного опробования электроустановок, должны быть устранены. Приемка в эксплуатацию электроустановок с дефектами и недоделками не допускается.

Перед принятием электроустановок в эксплуатацию должны быть:

- разработаны эксплуатационные инструкции и техническая документация;
- укомплектован, обучен (с проверкой знаний) эксплуатационный (электротехнический и электротехнологический) персонал или заключен договор со специализированной организацией на обслуживание электроустановок;

□ подготовлены испытанные защитные средства и инструменты, запасные части и материалы; включены в работу средства связи, сигнализации и пожарной автоматики, аварийного освещения и вентиляции;

□ разработаны положения о взаимоотношениях между потребителем и энергоснабжающей организацией, субабонентами, об эксплуатационной ответственности;

□ решены вопросы (организационные и технические) охраны труда, пожарной безопасности, экологической безопасности и промышленной санитарии.

Для осуществления допуска объекта (электроустановки) в постоянную эксплуатацию и подключения к электрической сети заказчик или владелец представляет инспектору госэнергонадзора объект (электроустановку) для обследования, а также проектную, исполнительную и другую техническую документацию.

Результаты обследования объекта (электроустановки) фиксируются в заключении о допуске электроустановок в эксплуатацию с заключением о возможности подключения объекта (электроустановки) к сети энергоснабжающей организации.

Подключение к электрической сети энергоснабжающей организации электроустановок с сезонным характером работы осуществляется после ежегодного технического осмотра с рассмотрением необходимой технической документации и выдачей инспектором госэнергонадзора акта допуска в эксплуатацию при соблюдении других требований настоящих Правил и ТНПА.

Подключение электроустановки потребителя к электрической сети осуществляется энергоснабжающей организацией на основании наряда на подключение, выданного органом госэнергонадзора, заключенного договора о снабжении электрической энергией и при соблюдении других требований, содержащихся в ТНПА о подключении электроустановок.

Приемка в эксплуатацию и допуск вновь сооруженных электроустановок должны производиться в соответствии с установленным порядком допуска в эксплуатацию новых и реконструированных электроустановок.



## 2.4. Структура электротехнической службы и требования к персоналу

---

Для того чтобы вести плановую эксплуатацию электрооборудования, необходим строгий учет. В связи с этим на каждую единицу оборудования на основании инвентаризации составляют карту, в которую записывают технические данные оборудования и сведения о проводимых плановых и аварийных работах или заменах. Записи в картах делают регулярно в хронологическом порядке на основании ведомостей работ, аварийных актов, данных о проведенных ремонтах или заменах.

В соответствии с ТКП 181–2009 объем технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов должен определяться необходимостью поддержания работоспособности электроустановок.

На все виды ремонтов основного оборудования электроустановок должны быть составлены ответственным за электрохозяйство годовые и многолетние планы (графики), утверждаемые техническим руководителем.

Ремонт электрооборудования и аппаратов, непосредственно связанных с технологическими агрегатами, должен выполняться одновременно с ремонтом последних.

Графики ремонтов электроустановок, влияющие на изменение объемов производства, должны быть утверждены руководителем хозяйства. Следует разрабатывать долгосрочные планы технического перевооружения и реконструкции электроустановок. Отклонения от графика ремонтов допускаются только по результатам технического диагностирования электрооборудования.

Периодичность и продолжительность всех видов ремонта (нормативные сроки), а также продолжительность ежегодного простоя в ремонте для отдельных видов электрооборудования устанавливаются в соответствии с указаниями заводов-изготовителей и ТНПА.

Увеличение или уменьшение периодичности, увеличение продолжительности ремонта по сравнению с нормативными сроками допускаются в зависимости от состояния электрооборудования и объема сверхтиповых работ по письменному разрешению техни-

ческого руководителя организации при соответствующем техническом обосновании.

До выведения электроустановок в капитальный ремонт на основании дефектной ведомости должны быть:

- ☐ определены объемы работ;
- ☐ составлена смета;
- ☐ разработаны, согласованы и утверждены технологические карты и проект на проведение работ;
- ☐ составлена и утверждена техническая документация на работы по реконструкции, намеченные к выполнению во время ремонта;
- ☐ заготовлены в соответствии с объемом работ необходимые материалы, запасные части и оборудование;
- ☐ укомплектованы и приведены в исправное состояние инструменты, устройства, такелаж, механизмы;
- ☐ подготовлены рабочие места для ремонта, проведено планирование ремонтной площадки с указанием мест размещения деталей;
- ☐ укомплектованы ремонтные бригады и проинструктирован персонал.

Объемы работ и смета уточняются после вскрытия оборудования.

Техническую документацию на капитальный ремонт электроустановок утверждает лицо, ответственное за электрохозяйство. В случае выполнения ремонта по договору со специализированной организацией техническую документацию согласовывают с этой организацией.

Работы, выполненные во время капитального и текущего ремонтов, принимаются по акту, к которому должна быть приложена отчетная документация по ремонту. Акты со всеми приложениями хранятся в технических паспортах оборудования.

Техническое обслуживание и ремонт могут проводиться и по результатам технического диагностирования при функционировании у хозяйства такой системы и наличии исполнителей, подготовленных к проведению диагностирования. Переход на систему ремонтного обслуживания ответственного оборудования по техническому состоянию допускается только в случаях, когда имеется полная уверенность в достоверности результатов диагностирования. Такое решение может принять технический руководитель организации на основании разработанного положения.

Техническое диагностирование также разрешается производить специализированным организациям. Диагностирование технического состояния электрооборудования проводится комиссией по программе, согласованной лицом, ответственным за электрохозяйство, или его заместителем. При проведении технического диагностирования на основании ТНПА должны быть выполнены:

- ❑ внешние и внутренние осмотры;
- ❑ замеры параметров оборудования;
- ❑ сопоставление с результатами предыдущего диагностирования;
- ❑ проверка технической документации;
- ❑ опрос специалистов, эксплуатирующих электроустановки;
- ❑ соответствие проведенных испытаний и измерений показателям ТНПА.

Результаты работы комиссии должны быть оформлены актом и занесены в технические паспорта оборудования с обязательным определением срока следующего диагностирования. Результаты работы комиссии должны отражаться в акте и технических паспортах технологических систем и электрооборудования с обязательным указанием срока последующего освидетельствования.

В сельском хозяйстве нашей страны применяется система ППРЭСх — совокупность организационных и технических профилактических мероприятий по уходу, надзору за электрооборудованием, его обслуживанию и ремонту, проводимых с целью обеспечения безотказной работы.

Составление графика технического обслуживания и ремонта электрооборудования и ремонта электрооборудования по хозяйству и его отделению следует начинать с объектов сезонного использования. Это позволяет облегчить работу при распределении затрат труда по неделям равномерно в течение года.

В качестве интервала времени, на который планируются работы в течение года, принята неделя. Это дает возможность легко определить объемы работ по годовому графику на квартал и месяц, а также позволяет отказаться от разработки квартальных и месячных графиков выполнения технического обслуживания и ремонта электрооборудования.

При планировании работ по техническому обслуживанию и ремонту электрооборудования по хозяйству или его отделению необходимо, чтобы загрузка электромонтеров в течение года по



неделям была равномерной. Следует при этом каждую неделю резервировать примерно 20 % общего недельного фонда рабочего времени на выполнение оперативных и мелкомонтажных работ.

Перед составлением графика диагностирования, технического обслуживания и текущего ремонта необходимо, пользуясь картой учета электрооборудования и нормативными данными системы ППРЭСх, в зависимости от среды, в которой установлено электрооборудование, его типа определить трудоемкость диагностирования, технического обслуживания и ремонта электрооборудования, а также периодичность выполнения работ.

Расчет графика выполняют по каждому объекту хозяйства, после чего составляют график по хозяйству или отделению в целом [1, 2, 8].

Сам годовой график представляет собой специальную таблицу, составленную из двух частей. В левой части таблицы (табл. 2.1) для заданного перечня электрооборудования объекта проставляется число плановых технических обслуживаний и ремонтов на единицу оборудования и их общее количество, а также затраты труда на каждый вид работ. При этом используются нормативы системы ППРЭСх по периодичности и трудозатратам проведения профилактических мероприятий.

Правая часть таблицы (табл. 2.2) содержит понедельный перечень (52 недели в году) выполняемых работ, которые отмечаются специальными значками.

При составлении годового графика технических обслуживаний и текущих ремонтов электрооборудования следует руководствоваться следующими рекомендациями.

1. График разрабатывается первоначально для отдельных объектов (кормоцех, склад корнеплодов и т.д.), затем для отделения хозяйства и, наконец, для предприятия в целом.

2. Составление графика следует начинать с объектов сезонного использования, тогда лучше добиться его равномерности.

3. В качестве интервала времени следует принять неделю, в этом случае отпадает необходимость отдельно составлять месячный и квартальный графики.

4. Для каждого вида электрооборудования, учитывая его суточную занятость и условия эксплуатации, по нормативам систе-

*Таблица 2.1*  
**Левая часть годового графика технических обслуживаний и текущих ремонтов электрооборудования**

№ п/п	Объект, перечень электро-оборудования	Количество	Годовое число профилактических мероприятий						Затраты труда (чел.-ч)			
			Технические обслуживания		Сезонные технические обслуживания		Текущие ремонты		Техническое обслуживание		Текущий ремонт	
			на единицу измерения	общее	на единицу измерения	общее	на единицу измерения	общее	на единицу измерения	общее	на единицу измерения	общее
1	Кормоцех	13	4	43	—	—	0,66	9	0,5	21,5	4,8	43,2
2	Электродвигатели	10	4	56	—	—	0,5	8	0,15	8,4	0,4	3,2
	и т.д.											

*Таблица 2.2*  
**Правая часть годового графика технических обслуживаний и текущих ремонтов электрооборудования**

№ п/п	Выполняемые работы											
	I квартал						II квартал					
	Выполняемые работы											
1												
2	■								■			
	■								■			
Окончание табл. 2.2												
№ п/п	Выполняемые работы											
	I квартал						II квартал					
	Выполняемые работы											
1												
2									●			
									●			
										■		
											■	

мы ППРЭс определяется количество технических обслуживаний и текущих ремонтов на единицу оборудования:

$$f_{\text{т.р}} = 12/t_{\text{т.р}}, f_{\text{т.о}} = t_{\text{и}}/t_{\text{т.о}} - f_{\text{т.р}}, \quad (2.1)$$

где  $t_{\text{т.р}}$ ,  $t_{\text{т.о}}$  — период времени между текущими ремонтами и техническими обслуживаниями, мес;  $t_{\text{и}}$  — продолжительность использования электрооборудования, мес.

При этом количество технических обслуживаний уменьшается на число текущих ремонтов, так как в случае проведения последнего нет необходимости в выполнении технического обслуживания. Следует также помнить, что при периодичности между текущими ремонтами электрооборудования 18 месяцев на единицу оборудования в год приходится  $f_{\text{т.р}} = 12 : 18 = 0,66$  текущих ремонтов. Зная количество профилактических мероприятий на единицу оборудования, определяют их среднее годовое число и, используя нормативы системы ППРЭс по трудозатратам, объем выполняемых работ в человеко-часах отдельно по техническим обслуживаниям и текущим ремонтам.

5. Необходимо стремиться к равномерной загрузке электромонтеров по неделям. Помимо этого, нужно добиваться, чтобы электромонтеры выполняли максимально возможный объем работ на одном объекте для уменьшения потерь времени на переходы и переезды.

6. Суммарные трудозатраты одного электромонтера не должны превышать 41 ч в неделю.

7. Время проведения первого технического обслуживания и текущего ремонта устанавливается в зависимости от даты проведения таких мероприятий в предыдущем году.

8. Выполнение плановых работ целесообразно предусматривать на периоды наименьшей загрузки электрооборудования (пробывание скота в летних лагерях, перерывы в работе электронагревательных установок и т.д.). Этим обеспечиваются наименьшие потери от простоев электрооборудования и появляется возможность беспрепятственной подготовки его к периоду интенсивной эксплуатации.

9. Должны быть учтены время отпусков персонала ЭТС, а также сроки и трудозатраты на приведение в рабочее состояние электрооборудования, используемого сезонно.

10. Для удобства контроля за выполнением графика обозначение отдельных мероприятий после выполнения работ заштриховывают.

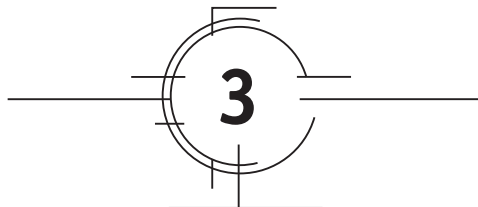
Из годового графика технических обслуживаний и текущих ремонтов делают выписки месячных графиков, на основании которых выдаются конкретные задания электромонтерам по выполнению работ.

Вопрос составления графиков профилактических работ в ЭТС сельскохозяйственного предприятия зависит от того, насколько серьезно в данном хозяйстве поставлена эксплуатация электрооборудования. Основные недостатки в организации такой работы:

- графики составляются формально или вообще не составляются, также формально фиксируются результаты проводимых работ;

- персонал ЭТС значительную часть времени отвлекается на выполнение не свойственных для него работ, а на обслуживание электрооборудования в полном объеме времени не хватает.

В результате такой эксплуатации увеличивается вероятность выхода электрооборудования из строя, наблюдается повышенное число аварийных ситуаций в электроустановках. С другой стороны, использование графика технических обслуживаний и текущих ремонтов позволяет довести нормированное задание до каждого электромонтера, улучшить организацию работ, повысить их качество.



## ЭКСПЛУАТАЦИЯ ВОЗДУШНЫХ И КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ



### 3.1. Эксплуатация воздушных линий

---

#### 3.1.1. Особенности эксплуатации воздушных линий

На воздушные линии (ВЛ) электропередачи воздействуют различные механические нагрузки и ряд других отрицательных факторов. Опоры постоянно воспринимают вес собственных конструктивных деталей, а также проводов, изоляторов и арматуры, которые в свою очередь испытывают переменные нагрузки от ветра и гололеда. Деревянные опоры стареют, загнивают и могут самовозгораться.

Провода ВЛ находятся под тепловым и динамическим воздействием нагрузочных и аварийных токов. На них отрицательно действуют колебания температуры воздуха, грозовые разряды, гололед и снег. При эксплуатации могут происходить обрывы проводов проходящими высокогабаритными машинами, различного рода набросами и т.д. Все это способствует высокой повреждаемости воздушных линий: продолжительность отключений на них составляет 80 % от всех аварийных и плановых отключений потребителей электрической энергии.

Нагрев проводов ВЛ нагрузочным током может привести к значительному изменению их линейных размеров и ухудшению контактных соединений. Правилами устройства электроустановок

(ПУЭ) установлена предельно допустимая температура голых проводов при длительном прохождении тока не более 70 °С.

Следует иметь в виду, что при прохождении по проводам длительно допустимых токов увеличиваются потери электрической энергии, и работа линии электропередачи в таких режимах допускается в исключительных случаях.

Чтобы обеспечить бесперебойную и надежную работу, ВЛ должны быть выполнены в соответствии с требованиями СНиП, ПУЭ и ПТЭ. Обслуживающий персонал обязан своевременно проводить техническое обслуживание и ремонт ВЛ. В соответствии с ПТЭ (ТКП 181–2009) на ВЛ 0,38...35 кВ при техническом обслуживании проводятся работы по предохранению элементов от преждевременного износа путем выполнения профилактических осмотров, проверок, измерений, устранения повреждений и неисправностей. При ремонте выполняется комплекс мероприятий, обеспечивающих поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик ВЛ в целом или отдельных ее элементов путем ремонта изношенных деталей и элементов или замены их более прочными и надежными, улучшающими эксплуатационные характеристики линий.

При техническом обслуживании проводят плановые и внеочередные **обходы** и **осмотры** ВЛ. Плановые (периодические) осмотры подразделяются на дневные, ночные, верховые и контрольные.

При дневных осмотрах контролируют и выявляют состояние опор, проводов, траверс, изоляторов, разрядников, разъединителей, приставок, бандажей, хомутов, отбойных тумб, ледорезов, нумерации, надписей, плакатов, а также состояние трасс. Элементы линии, которые не видны с земли невооруженным глазом, монтер-обходчик осматривает через бинокль. Для ВЛ напряжением 0,38...20 кВ плановые (периодические) осмотры проводят не реже 1 раза в месяц.

При обнаружении неисправностей аварийного характера производивший осмотр сообщает об этом руководству и дежурному диспетчеру, используя все возможные средства связи. Такие повреждения и неисправности должны устраняться немедленно. О других неисправностях, обнаруженных при осмотре ВЛ, делает запись в листке осмотра.

Во время ночных осмотров проверяют, нет ли свечения или искрения в местах соединения, возникающих при неудовлетворительном состоянии контактов, а также выявляют дефектные изоляторы, лампы уличного освещения.

При дневных и ночных осмотрах обходчик не имеет права подниматься на опоры линии, находящиеся под напряжением.

Так как не все дефекты можно определить, наблюдая за элементами линии с земли, проводят верховые осмотры (по мере необходимости, но не реже 1 раза в шесть лет). Линию отключают, заземляют, а затем проверяют крепление арматуры и изоляторов, степень их загрязнения, состояние верхних частей опор, соединения проводов, а также натяжение и крепление оттяжек.

Контрольные осмотры линий выполняет инженерно-технический персонал предприятия электрических сетей по утвержденному графику. При этом проверяют работу монтеров-обходчиков, выполнение противоаварийных мероприятий, оценивают состояние ВЛ и их трасс.

При периодических осмотрах проверяют также чистоту трассы: не касаются ли провода ветвей деревьев; не проводятся ли на трассе строительные работы без разрешения и не хранятся ли на ней какие-либо материалы.

Внеочередные осмотры выполняют при гололеде, сильных морозах, лесных и степных пожарах, после ледоходов, разлива рек, а также автоматического отключения линии.

При осмотрах невозможно выявить все неисправности ВЛ, поэтому существующими Правилами технической эксплуатации предусмотрен ряд профилактических проверок и измерений.

### **3.1.2. Профилактические измерения и испытания на ВЛ в процессе эксплуатации**

**Проверка состояния железобетонных опор и приставок.** В процессе изготовления, транспортирования и эксплуатации в железобетонных опорах и приставках могут образоваться трещины. Незначительные трещины неопасны, а в большие может проникнуть влага, что приводит к коррозии арматуры и резкому снижению механической прочности опоры.

Проверку состояния железобетонных опор и приставок осуществляют внешним осмотром не реже 1 раза в 6 лет. При этом обращают внимание на наличие раковин, сколов и трещин. Особое внимание уделяют зоне земля — воздух, где могут образоваться повреждения, вызванные механическими нагрузками или в результате протекания токов замыкания на землю при пробое изолятора. Измерение ширины раскрытия трещин производится специальным щупом, а размеров сколов и раковин — стальной линейкой. Укрытие трещин в опорах с ненапряженной арматурой допускается до 0,2 мм, их количество не должно быть более 6 на 1 м длины опоры. Для опор, изготовленных с применением предварительно напряженной арматуры, раскрытие трещин не допускается.

Толщина защитного слоя бетона должна быть не менее 10 мм. Для определения толщины защитного слоя и смещения каркаса арматуры пользуются прибором контроля арматуры ПКА-1М или АИ-15. Визуально проверяют положение, крепление и состояние антикоррозийного покрытия траверс и оттяжек.

Одновременно с проверкой состояния железобетонных приставок проверяют их крепление со стойкой опоры (проволочные бандажи, хомуты). Наклоны сверх нормируемых значений стоек опор от вертикали вдоль и поперек оси ВЛ не допускаются.

**Проверка состояния заземляющих устройств.** Со временем сопротивление заземляющих устройств может измениться. В основном это происходит из-за непостоянства удельного сопротивления грунта, которое зависит от содержания влаги в почве. Кроме того, может изменяться площадь сечения заземлителей и заземляющих проводников вследствие их разрушения коррозией или механического повреждения.

Заземляющие устройства осматривают и измеряют их сопротивление в процессе эксплуатации 1 раз в 6 лет, начиная с девятого года эксплуатации. Выборочно вскрывают грунт, проверяя глубину заложения (обычно не менее 0,5 м, а в паханой земле — 1 м), размеры стальных заземлителей и заземляющих проводников.

Сопротивление заземляющих устройств на ВЛ 6...20 кВ должно быть: опор железобетонных, металлических и деревянных, на которых установлены устройства грозозащиты, а также железобетонных и металлических опор в населенной местности при удельном сопротивлении грунта до  $100 \text{ Ом} \cdot \text{м}$  — 10 Ом; 100...500 — 15;



500...1000 — 20; более 1000 — 30 Ом; электрооборудования, установленного на опорах ВЛ 6...20 кВ — 10 Ом.

Сопротивление каждого повторного заземлителя нулевого провода на ВЛ 0,38 кВ не должно превышать 30 Ом. Значение сопротивления заземляющего устройства не должно превышать нормируемое ПУЭ более чем на 10 %. Сопротивление заземляющих устройств следует контролировать в периоды наименьшей проводимости почвы: летом при наибольшем просыхании, зимой при наибольшем промерзании. Результаты проверки и измерений сопротивления заземлителей заносят в ведомость.

Для надежной защиты ВЛ 0,38 кВ с глухозаземленной нейтралью с целью обеспечения автоматического отключения аварийного участка 1 раз в 5–6 лет измеряют сопротивление петли «фаза — нуль». При этом определяют величину тока короткого замыкания между фазами и заземляющими проводниками. Этот ток должен иметь определенную кратность по отношению к номинальному току плавкой вставки или расцепителя автомата защищаемого присоединения.

При защите ВЛ 0,38 кВ предохранителями ток короткого замыкания (КЗ) должен превышать номинальный ток плавкой вставки не менее чем в 3 раза, а при защите автоматическими выключателями он должен превышать ток срабатывания максимального расцепителя в 1,25–1,4 раза.

Наиболее удаленные и мощные электроприемники (не менее 10 % общего количества) проверяют приборами типа М-417, а также ИПЗ-2М, ИТК-1 и др. Замеры осуществляют без отключения питающего напряжения ВЛ. Сопротивление заземляющих устройств измеряют специальными приборами типа МС-08 и М-416.

**Проверка расстояния от проводов до поверхности земли или различных объектов.** В процессе эксплуатации ВЛ проектные габариты их могут быть нарушены вследствие: вытяжки провода с течением времени; выскальзывания провода из поддерживающего зажима от неравномерной нагрузки в соседних пролетах и вытягивания проводов из болтовых натяжных зажимов; наклона опор, изменения размеров опоры при ремонте или перестановке ее на новое место и др. Поэтому для проверки фактических габаритов ВЛ производится их измерение в соответствии с ПУЭ и Ин-

струкцией по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 В.

Габариты могут измеряться без отключения линии или со снятием напряжения с ВЛ. В первом случае измерения производят с помощью угломерных приборов или изолирующих штанг и капронового каната. Для измерений на отключенных линиях применяют обычные рулетки или веревки. В качестве угломерных приборов могут быть использованы теодолиты. Измерения с помощью геодезических или специальных оптических угломерных инструментов следует производить в соответствии с инструкциями по применению указанных приборов.

Стрелу провеса проводов проверяют путем глазомерного визирования. При этом на стойках двух смежных опор вертикально закрепляют по одной рейке на расстоянии от точки крепления провода, равном величине стрелы провеса провода для проверяемого пролета.

Наблюдатель располагается на одной из опор так, чтобы его глаза были на уровне рейки, и смотрит на рейку, закрепленную на смежной опоре. Если низшая точка провисания провода находится на прямой линии, соединяющей обе визирные рейки, провод смонтирован правильно, если низшая точка провода выше или ниже указанной прямой линии, провод смонтирован с отклонением от заданного провеса соответственно с перетяжкой или недотяжкой.

В последнем случае для определения фактической стрелы провеса перемещают обе рейки вверх или вниз до такого положения, когда низшая точка провода совпадает с прямой, соединяющей обе указанные рейки. Величина стрелы провеса определяется как среднее арифметическое из расстояний по вертикали от точки подвеса провода до каждой рейки.

Путем сравнения полученных данных со стрелами провеса по монтажным кривым или таблицам определяют величину отклонения и намечают меры по его устранению.

Расстояния от проводов до зданий и сооружений, расположенных вблизи ВЛ, измеряют от проекции крайнего провода при наибольшем его отклонении до ближайших выступающих частей этих зданий и сооружений.

При измерениях габаритов и стрел провеса фиксируют температуру наружного воздуха. Полученные при измерениях величины путем расчета или с помощью специальных таблиц приводят к температуре, при которой получаются максимальные стрелы провеса, т.е. минимальные расстояния до поверхности земли, полотна дороги и т.д.

Измерение габаритов не рекомендуется производить при сильном (более 8...10 м/с) ветре.

Результаты измерений и расчетов габаритов заносят в ведомости замеров, составляемые для каждой линии.

**Проверка подвесных фарфоровых изоляторов, разрядников и защитных промежутков.** Электрическую прочность подвесных фарфоровых изоляторов ВЛ 6...20 кВ проверяют в первый год эксплуатации и в дальнейшем не реже 1 раза в 6 лет перед капитальным ремонтом с помощью штанги с постоянным искровым промежутком. Величину искрового промежутка устанавливают по напряжению, равному 2 кВ. Наличие искры между электродами разрядника свидетельствует о годности изолятора. При отсутствии искры и треска изолятор бракуют. Проверка может также выполняться с помощью мегомметра на 2,5 кВ. Изоляторы, имеющие сопротивление менее 300 МОм, подлежат замене.

Результаты проверки электрической прочности подвесных фарфоровых изоляторов на ВЛ 6...20 кВ записывают в ведомость.

Состояние разрядников ежегодно проверяют перед грозовым сезоном. Трубчатые разрядники и защитные промежутки осматривают при обходах ВЛ. Проверку трубчатых разрядников со снятием с опор проводят 1 раз в 3 года. Верховой осмотр без снятия с опор, а также дополнительные осмотры и проверки трубчатых разрядников, установленных в зонах интенсивного загрязнения, выполняют в соответствии с местными инструкциями и, как правило, совмещают с проведением других работ с отключением ВЛ. Вентильные разрядники проверяют путем измерения мегомметром сопротивления разрядников перед включением в работу и при выводе в ремонт оборудования, к которому разрядники подключены.

**Охрана ВЛ 0,38...35 кВ.** Чтобы предотвратить повреждения ВЛ и несчастные случаи, согласно Правилам охраны электрических сетей, создаются охранные зоны и устанавливаются мини-

мально допустимые расстояния между элементами линий электропередачи и ближайшими зданиями, сооружениями, а также зелеными насаждениями. Для ВЛ 6...20 кВ ширина зоны в каждую сторону должна быть 10 м, для ВЛ 0,38 кВ — 2 м.

Горизонтальные расстояния от крайних проводов при наибольшем их отклонении до ближайших выступающих частей зданий и сооружений должны быть для линий 6...20 кВ не менее 2 м, для линий 0,38 кВ — не менее 1,5 м. Если линии проходят через низкорослые насаждения высотой до 4 м, деревья вырубаются для ВЛ 6...20 кВ шириной, равной расстоянию между проводами плюс 3 м в каждую сторону от крайних проводов. В насаждениях высотой более 4 м деревья вырубаются шириной, равной расстоянию между крайними проводами плюс удвоенная высота массива. Отдельные деревья на краю просеки, если их высота превышает высоту массива, вырубаются. В парках, заповедниках, зеленых зонах, защитных полосах вдоль дорог, запретных полосах рек и озер расстояние от проводов до крон деревьев устанавливают организации, в ведении которых находятся насаждения, но не менее 2 м.

Для ВЛ 0,38 кВ вертикальные и горизонтальные расстояния от проводов (при наибольшей стреле провеса или наибольшем отклонении) до вершин деревьев, кустов и другой растительности должны быть не менее 1 м.

В охранных зонах осуществлять строительные, монтажные, взрывные и поливочные работы, производить посадку и вырубку деревьев, складировать корма, удобрения, топливо и другие материалы, устраивать проезды для машин и механизмов высотой более 4,5 м под линиями 0,38 кВ и 3 м — под линиями 6...20 кВ, стоянки транспорта, машин и механизмов можно только по письменному разрешению организации, эксплуатирующей эти линии.

Правилами охраны электрических сетей запрещено производить всякого рода действия, которые могут нарушить нормальную работу сетей и привести к их повреждениям; набрасывать на провода, приставлять и привязывать к опорам и проводам посторонние предметы, влезать на опоры, бить изоляторы, открывать помещения сетевых сооружений, производить подключения, разводить огонь вблизи распределительных устройств и линий электропередачи, производить снос или реконструкцию зданий и сооружений в местах, где проходят ВЛ.

Вблизи ВЛ электропередачи допускается работа различного рода механизмов лишь в том случае, если расстояние по воздуху от механизма или его выдвижной части до ближайшего провода, находящегося под напряжением, составляет не менее 1,5 м для ВЛ 0,38 и 2 м — для ВЛ 6...20 кВ. При меньших расстояниях с линии снимается напряжение. На обеих сторонах автомобильной дороги, в месте ее пересечения с линией электропередачи устанавливают сигнальные знаки, указывающие допустимую высоту движущегося транспорта с грузом.

Для предупреждения повреждений ВЛ персонал предприятий электрических сетей должен:

- ознакомить руководство производственных предприятий с правилами охраны электрических сетей, оказывать помощь при инструктировании рабочих указанных предприятий о правильной организации работ вблизи ВЛ;

- объяснять школьникам и учащимся ПТУ, насколько опасно играть под проводами ВЛ, и рассказывать об ущербе, к которому может привести отключение линии.

### **3.1.3. Определение мест повреждения на воздушных электрических линиях**

Для определения мест повреждений на линиях (обрывы проводов, замыкания между проводами, замыкания на землю) существуют приборы и методы, основанные на измерении времени распространения электрических импульсов по проводам линий и на измерении параметров аварийного режима. При первом методе применяются неавтоматические локационные искатели типов ИКЛ-5, Р5-1 А и др. Для определения расстояния от шин подстанции до места повреждения на линии локационный искатель подключают с помощью изолирующих штанг поочередно к проводам отключенной и заземленной со всех сторон линии (рис. 3.1). Затем со стороны подстанции, на которой производится проверка, с линии снимают заземление и в линию посылают электрический импульс. В месте повреждения импульс отражается от неоднородности волнового сопротивления и возвращается к началу линии. Трасса прохождения импульса изображена на рис. 3.2.

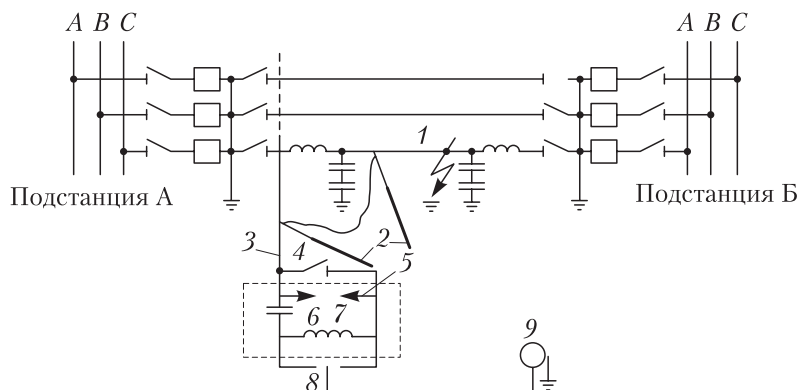


Рис. 3.1. Измерения локационным искателем на воздушной линии:  
 1 — провод проверяемой линии; 2 — изолирующая штанга; 3 — измерительная шина; 4 — стационарный заземлитель; 5 — защитный разрядник;  
 6 — защитный конденсатор; 7 — индуктивность; 8 — перекидной рубильник;  
 9 — локационный искатель

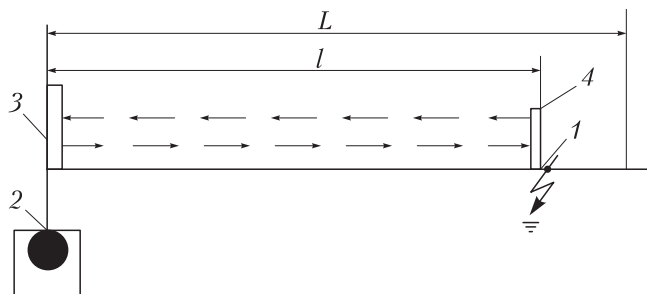


Рис. 3.2. Схема прохождения высокочастотного импульса при измерении на линии:

1 — место повреждения; 2 — локационный искатель; 3 — зондирующий импульс; 4 — отражение импульса;  $L$  — общая длина линии;  $l$  — расстояние до места повреждения. Заземление фильтра присоединения на рисунке не показано

Расстояние до места повреждения может быть подсчитано по формуле

$$l = 0,5tn,$$

где  $t$  — время между моментом посылки импульса и моментом его возвращения;  $n$  — скорость распространения импульса.

Отраженные сигналы наблюдают на экране прибора, где по числу масштабных меток определяют расстояние до места повреждения. Примеры характерных повреждений на линиях и их импульсные характеристики показаны на рис. 3.3.

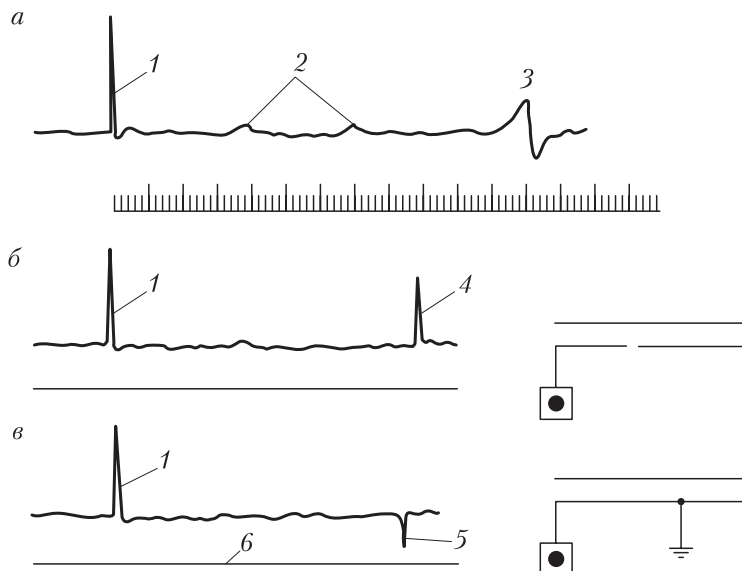


Рис. 3.3. Импульсные характеристики линии электропередачи: а — изображение на экране при исправной линии; б — при обрыве провода в петле; в — при заземлении провода; 1 — зондирующий импульс; 2 — отражения при транспозиции и при изменении рельефа местности; 3 — конец линии; 4 — обрыв провода; 5 — заземление провода; 6 — провод линии

Так как волновые характеристики воздушных линий зависят от рельефа местности, транспозиции проводов на опорах и других факторов, то во избежание внесения ошибок в результаты проверки рекомендуется иметь предварительно снятые характеристики каждой исправной линии. С этими характеристиками нормального состояния линии сравниваются снятые характеристики аварийного состояния. Точность определения мест повреждений локационными искателями находится в пределах 0,3...0,5 % длины линии. К недостаткам, которые часто встречаются в эксплуатации и мешают точному определению мест повреждений на линиях, относятся: де-

фекты воздушных проводов в открытых РУ (обрывы проводов, непропаянные скрутки); повреждения защитных фильтров, которые не были своевременно выявлены из-за нарушения сроков профилактики; отсутствие характеристик нормального состояния линий; необученность персонала работе с импульсными измерителями.

Все работы с локационными измерителями должны проводиться в строгом соответствии с требованиями ТБ. Недостатком неавтоматических локационных искателей является непригодность их для определения мест с неустойчивым повреждением на линии. Этот недостаток устраняется при применении автоматических локационных искателей. В нормальном режиме локационные искатели находятся в режиме ожидания. В момент повреждения на одной из линий, обслуживаемых искателем, соответствующие реле защиты выбирают повредившуюся линию и автоматически подключают к ней искатель. Запись результата производится на запоминающем устройстве.

Широкое распространение в энергосистемах получил второй метод — определение места повреждения по параметрам аварийного режима. Фиксация этих параметров производится фиксирующими приборами (индикаторами), установленными с двух сторон (для линий 110 кВ и выше) или только с одного конца линии (для линий 6...35 кВ), во время возникновения КЗ. К числу таких приборов относятся индикаторы серий ФИП, ЛИФП, ФИС, ФПТ, ФПН. Индикаторы серий ФИП и ЛИФП имеют две модификации: для измерения тока (модификация А) — подключаемые к трансформаторам тока каждой контролируемой линии, и для измерения напряжения (модификация В) — подключаемые к шинным трансформаторам напряжения. Показания, снимаемые с блоков отсчета индикаторов серии ФИП, переводятся в именованные единицы (килоамперы, киловольты) с помощью специальных таблиц. Расстояние в километрах до места повреждения находится затем по этим параметрам на основе расчетных алгоритмов. Использование составляющих обратной последовательности расширило границы применения индикаторов. С их помощью возможно определение мест повреждений при всех видах КЗ, а также на линиях с ответвлениями и линиях, имеющих между собой сложную электромагнитную связь (например, на параллельных линиях с различной взаимной индукцией по трассе).



Более совершенными в техническом отношении по сравнению с индикаторами серии ФИП являются аналогичные по назначению фиксирующие индикаторы серии ЛИФП. Индикаторы ЛИФП-А и ЛИФП-В основаны на измерении соответственно токов и напряжений нулевой последовательности. Выходные счетчики этих индикаторов проградуированы непосредственно в единицах измеряемой величины. Они позволяют определять места повреждений при однофазных и двухфазных КЗ на землю.

Индикаторы серии ФИС (фиксация сопротивления до места повреждения) подключаются входными блоками к цепям напряжения и тока. Блок считывания этих индикаторов позволяет градуировать их в километрах длины проверяемой линии и передавать эту информацию по телеканалам на диспетчерские пункты. При эксплуатации фиксирующих индикаторов важно, чтобы персонал подстанций быстро и правильно регистрировал и передавал диспетчеру данные замеров. После снятия показаний с фиксирующих индикаторов их необходимо каждый раз возвращать в состояние готовности к последующей работе.

Однофазные замыкания на землю в распределительных сетях 6...10 кВ составляют до 80 % всех повреждений. Для отыскания воздушной линии, имеющей замыкание фазы на землю, без ее отключения применяют приборы «Поиск-1», «Волна», «Зонд». Указанные устройства основаны на измерении составляющих магнитной индукции от высших гармоник, содержащихся в токе замыкания на землю. Их уровень в поврежденной линии всегда выше, чем в неповрежденных линиях; это и служит признаком повреждения на линии.

В электрических сетях широкое распространение получили устройства для определения мест повреждения, в первую очередь на воздушных электрических линиях напряжением 10 кВ и выше, основанные на измерении параметров аварийного режима. Эти устройства можно разделить на две основные группы, предназначенные для определения мест повреждений при коротких замыканиях и при замыканиях на землю.

Определение места *короткого замыкания* на линиях особенно важно, так как отключение линии при устойчивых повреждениях связано с недоотпуском электроэнергии и материальным ущербом, наносимым потребителям. В этих случаях ускорение поиска

повреждений дает большой экономический эффект. Устройства для ускорения поиска и определения мест коротких замыканий по принципу действия можно разделить на две подгруппы:

- фиксирующие приборы для определения расстояния до места повреждения, автоматически измеряющие и фиксирующие соответствующие электрические величины во время аварийного режима;

- устройства для определения поврежденных участков линий (сетевые датчики, указатели коротких замыканий, автоматически контролируемые и фиксирующие изменения электрических величин во время аварийного режима). В сельских распределительных сетях напряжением 10 кВ нашли применение приборы типа ФИП (ФИП-1, ФИП-2, ФИП-Ф), ЛИФП и др. Широко используется также устройство типа ФМК-10.

Фиксирующие приборы обеспечивают автоматическое измерение и фиксацию электрических величин во время короткого замыкания, поэтому они должны удовлетворять следующим требованиям: измерение необходимо закончить до начала отключения поврежденных участков линии от релейной защиты, т.е. прибор должен сохранять значение зафиксированной электрической величины в течение времени, достаточного для прибытия на подстанцию (без постоянного дежурства) оперативной выездной бригады (не менее 4 чел.); должен предусматриваться автоматический селективный запуск приборов, чтобы контролируемая величина была зафиксирована только при аварийных отключениях линий; прибор должен обеспечивать определенную точность измерения (относительная погрешность измерения не должна превышать 5 %).

Простейшие приборы типа ФИП, фиксирующие ток короткого замыкания, имеют ряд недостатков: для определения расстояния до точки короткого замыкания требуются дополнительные расчеты или предварительное построение эквитокковых кривых; на погрешность прибора влияют переходное сопротивление в месте повреждения (в первую очередь сопротивление дуги), уровень напряжения в сети, значение тока нагрузки до короткого замыкания.

Более совершенными являются фиксирующие омметры, измеряющие реактивное сопротивление. При измерении сопротивления, т.е. отношения напряжения к току, удается значительно уменьшить влияние изменения уровней напряжения на точность

замера. Измерение реактивного сопротивления уменьшает также влияние сопротивления дуги в точке короткого замыкания, которое является в основном активным, и дает возможность проградуировать шкалу прибора в километрах. Если к тому же приборы измеряют ток нагрузки, предшествующей режиму короткого замыкания, появляется возможность учесть и соответственно уменьшить влияние тока нагрузки. Омметр в отличие от фиксирующих амперметров и вольтметров замеряет не одну, а две величины (ток и напряжение), которые подаются на его вход. Для уменьшения шунтирующего влияния нагрузки отдельно может быть измерен ток нагрузки, предшествующей появлению короткого замыкания. Все эти величины фиксируются (запоминаются), а затем преобразуются в сигналы, пропорциональные сопротивлению (полному, реактивному, с учетом тока предшествующей нагрузки и т.д.). Учитывая, что реактивное (индуктивное) сопротивление линий мало зависит от площади сечения применяемых проводов, шкалы этих приборов проградуированы в километрах. К таким приборам относятся фиксирующие омметры типа ФМК-10, ФИС и др.

**Устройства для определения поврежденных участков воздушных линий** позволяют определить направление поиска точек короткого замыкания на воздушных линиях напряжением 10...35 кВ. Устройства, как правило, устанавливают в месте разветвления линии — на первых опорах после точки разветвления. Они фиксируют появление тока короткого замыкания при возникновении его на ответвлении или участке магистрали линии за точкой установки устройства. При поиске короткого замыкания на отключенной линии от этих устройств получают информацию о наличии (устройство сработало) или отсутствии (устройство не сработало) короткого замыкания за местом его установки. В электрических сетях получили распространение указатели поврежденных участков типа УПУ-1 и УКЗ. Возникновение короткого замыкания указатель фиксирует с помощью индукционного датчика тока, устанавливаемого в зоне проводов, но не имеющего непосредственной связи с ними. Один указатель обеспечивает информацию обо всех видах междофазных коротких замыканий.

Указатель типа УКЗ (рис. 3.4) выполнен в виде исполнительного блока, содержащего кроме магнитного датчика электронную схему управления и магнитный индикатор. При возникновении

короткого замыканий за местом установки указателя он срабатывает за счет броска тока короткого замыкания, в результате чего флажок индикатора поворачивается к наблюдателю стороной, окрашенной в яркий оранжевый цвет, и остается в этом положении, если линия отключается защитой. После подачи напряжения на линию (при успешном АПВ или после устранения повреждения) флажок индикатора автоматически возвращается в исходное положение. Питание указателя осуществляется от линии с помощью антенного преобразователя.

Установка указателей дает возможность обслуживающему персоналу при повреждении линии объехать точки разветвления и, определив поврежденный участок, обойти для нахождения места короткого замыкания только поврежденный участок, а не всю линию. Указатели целесообразно устанавливать как при отсутствии, так и при наличии фиксирующих приборов для определения расстояния до точки короткого замыкания. В последнем случае указатели ускоряют поиск в связи с тем, что из-за разветвленности сельских линий 10 кВ показания фиксирующих приборов определяют не одну, а, как правило, несколько точек короткого замыкания (на магистрали и разных ответвлениях).



Рис. 3.4. Указатель повреждения линии типа УКЗ

*Однофазные замыкания на землю* — наиболее частый вид повреждения. В сельских распределительных сетях напряжением 10 кВ, работающих с изолированной нейтралью, однофазные за-

мыкания на землю, сопровождающиеся относительно малыми токами, не являются короткими замыканиями. Поэтому при их возникновении допускается не отключать линию в течение времени, требуемого для устранения повреждения. Однако необходимо максимально быстро определить место и устранить повреждение, так как однофазное замыкание на землю может перейти в двойное. Последнее является коротким замыканием и будет отключено защитой, что приведет к перерыву в электроснабжении потребителей. Кроме того, возможны замыкания на землю, например при обрыве провода и падении его на землю, весьма опасные для жизни людей и животных. В то же время замыкания на землю могут происходить в результате скрытых повреждений, например при внутренних трещинах изоляторов, когда внешние признаки замыкания отсутствуют и обнаружить его визуально очень сложно.

Принцип действия переносных приборов, используемых в электрических сетях напряжением 10 кВ, основан на измерении высших гармонических составляющих тока замыкания на землю. Значительно больший уровень гармоник в спектре токов замыкания на землю по сравнению с токами нагрузки обеспечивает эффективное действие этих приборов. В сельских электрических сетях 10 кВ получили распространение приборы типа «Поиск» и более совершенные «Волна» и «Зонд». В приборах «Поиск» и «Волна» основные элементы — это магнитный (индуктивный) датчик, фиксирующий появление (увеличение амплитуды) гармонических составляющих тока, фильтр высших гармоник, пропускающий те из них, на которые настроен прибор, усилитель, обеспечивающий требуемое усиление сигнала, и измерительный прибор, выдающий результирующий сигнал.

Место замыкания на землю в линии определяют следующим образом. Если обход линии начинается с подстанции, делают замеры на выходе линии с подстанции, располагая прибор под линией. Поврежденную линию определяют по максимальному отклонению стрелки измерительного прибора. Делая измерения в местах разветвления поврежденной линии, аналогичным образом определяют поврежденное ответвление или участок магистрали. За местом замыкания на землю показания прибора резко уменьшаются, что и определяет точку замыкания.

Прибор «Зонд» — устройство направленного действия, т.е. он обеспечивает не только определение места замыкания на землю, но и направление поиска, что представляет интерес, если поиск начинается не с подстанции, а с какой-то точки поврежденной линии. Действие его основано на сравнении фаз напряжения и тока 11-й гармоники (550 Гц).

### 3.2. Эксплуатация воздушных линий с самонесущими изолированными проводами

Воздушные линии электропередачи напряжением 0,38 кВ с изолированными проводами (ВЛИ-0,38), выполненные с применением самонесущих изолированных проводов, относятся к электроустановкам напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью. Надежность работы ВЛИ по сравнению с ВЛ повышается за счет отсутствия стеклянной линейной изоляции, а также последствий климатических воздействий: исключены схлестывания проводов как под непосредственным влиянием ветра и гололеда, так и вследствие касания веток деревьев; практически исключены обрывы проводов благодаря применению изолированных проводов повышенной механической прочности; отсутствуют отключения из-за набросов различных предметов на провода.

Эксплуатация ВЛИ-0,38 во многом упрощается и удешевляется благодаря ее конструктивному исполнению. Существенно повышается электробезопасность как обслуживающего персонала, так и населения вследствие отсутствия открытых токоведущих частей. Облегчается возможность выполнения работ (в том числе подключения новых потребителей) на ВЛИ-0,38 без снятия напряжения с минимальным использованием специальных защитных приспособлений. При строительстве ВЛИ, а также замене проводов на изолированные на существующих линиях необходимо предусматривать выполнение вводов в помещения изолированными проводами. При этом работы по замене вводов включаются в проектно-сметную документацию.

По конструкции самонесущие изолированные провода (СИП) относятся к изолированным незащищенным проводам. СИП со-

стоят из несущей неизолированной или изолированной жилы, используемой в качестве нулевого провода, и нескольких навитых на него изолированных жил — фазных и уличного освещения (рис. 3.5). На участках совместной подвески нескольких ВЛИ на СИП вблизи опоры закрепляются бирки с указанием диспетчерского номера линии. Бирки и надписи на них должны быть устойчивы к атмосферным воздействиям. Для определения фаз при подключении к линии потребителей провода СИП должны иметь по всей длине (шаг 0,5 м) заводскую маркировку фазных проводов и проводов уличного освещения. Запрещается проводить монтаж проводов на воздушных линиях с изолированными проводами при температуре воздуха ниже  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

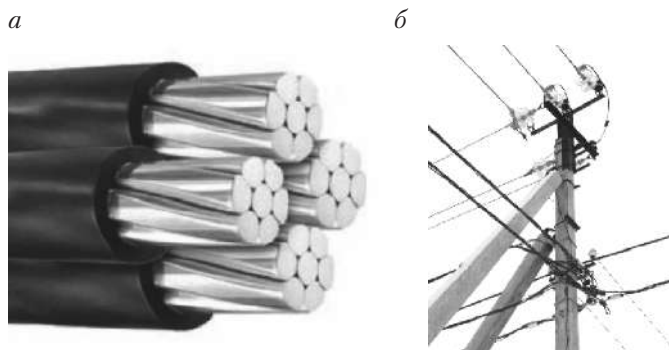


Рис. 3.5. Конструкция ВЛ с СИП:  
а — провод; б — внешний вид ВЛ

**Нагрузочная способность воздушных линий напряжением 0,38 кВ с изолированными проводами (СИП).** Длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил током не должна превышать  $70\text{ }^{\circ}\text{C}$  для проводов, изолированных термопластичным полиэтиленом, и  $90\text{ }^{\circ}\text{C}$  — для проводов, изолированных сшитым полиэтиленом.

Длительно допустимые токовые нагрузки на провода зависят от их сечения, температуры окружающей среды и интенсивности солнечной радиации. Кратковременно допустимая температура жил при коротких замыканиях не должна превышать  $130\text{ }^{\circ}\text{C}$  для проводов с изоляцией из термопластичного и  $250\text{ }^{\circ}\text{C}$  — с изоляцией из сшитого полиэтилена. При неравномерной нагрузке фаз линии

проверка на длительно допустимые токи производится для наиболее загруженной фазы. Замер нагрузок на ВЛИ должен производиться ежегодно при максимуме нагрузок по графику, утверждаемому главным инженером РЭС. Величина длительно допустимой нагрузки на линию и результаты измерений должны храниться в паспорте ВЛИ.

**Заземление воздушных линий напряжением 0,38 кВ с изолированными проводами.** Для обеспечения нормальной работы электроприемников нормируемого уровня электробезопасности и защиты от атмосферных перенапряжений на ВЛИ должны быть выполнены заземляющие устройства. Грозозащитные заземления выполняются: на опорах через 120 м; на опорах с ответвлениями к вводам в помещения, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школы, ясли, больницы и др.) или представляющих большую хозяйственную ценность (животноводческие помещения, склады, мастерские и др.); на конечных опорах, имеющих ответвления к вводам; за 50 м от конца линии, как правило, на предпоследней опоре; на опорах в створе пересечения с воздушными линиями более высокого напряжения. Повторные заземления нулевого провода для воздушных линий с изолированными проводами выполняются, как и для воздушных линий 0,38 кВ на деревянных и железобетонных опорах.

Сопротивление повторного заземлителя зависит от удельного сопротивления грунта  $\rho$  и от количества заземлителей на линии. Общее сопротивление растеканию тока заземлителей линии (в том числе и естественных) в любое время года должно быть не более 10 Ом.

Заземляющие проводники для повторных и грозозащитных заземлений следует выполнять из круглой стали или проволоки диаметром не менее 6 мм. При применении неоцинкованных заземляющих проводников необходимо предусматривать меры по защите их от коррозии. Корпуса светильников уличного освещения, ящиков, щитков и шкафов, а также все металлоконструкции опор должны быть занулены. На железобетонных опорах для связи с заземлителем следует использовать арматуру стойки и подкоса (при наличии). На деревянных опорах (конструкциях) крепежная арматура не заземляется, за исключением опор, на которых выполнено повторное или грозозащитное заземление нулевого провода.



**Приемка в эксплуатацию воздушных линий с самонесущими изолированными проводами.** Приемка воздушных линий с изолированными проводами в эксплуатацию производится в соответствии с требованиями правил приемки в эксплуатацию законченных строительством объектов распределительных сетей напряжением 0,38...20 кВ. Каждая воздушная линия с изолированными проводами, вводимая в эксплуатацию, должна быть подвергнута приемосдаточным испытаниям в соответствии с требованиями ПУЭ.

В объем испытаний входят следующие работы:

1. Выборочная (2...15 % общего количества) проверка качества контактной и соединительной арматуры на соединениях и ответвлениях фазных проводов и проводов уличного освещения ВЛИ. Проверку качества всех соединений несущей жилы СИП следует производить путем внешнего осмотра и измерения электрического сопротивления контакта. Спрессованные соединения нулевой несущей жилы СИП бракуются в случаях, если: геометрические размеры (длина и диаметр опрессованной части) не соответствуют требованиям инструкции по монтажу соединительных зажимов; кривизна спрессованного зажима превышает 3 % его длины; на поверхности соединительного зажима имеются трещины и следы механических повреждений. Если электрическое сопротивление на участке соединения более чем на 20 % отличается от сопротивления на целом участке жилы той же длины, контакт также бракуется.

2. Контроль маркировки жил в соединительных и ответвительных зажимах.

3. Измерение сопротивления изоляции жил самонесущего изолированного провода. Проводится мегомметром на 1000 В между фазными проводами, фазными проводами и проводами уличного освещения, нулевым проводом и всеми проводами. Величина сопротивления должна быть не менее 0,5 МОм.

4. Испытание изоляции линии повышенным напряжением. Проводится мегомметром на 2500 В в объеме, указанном в пункте 3, при этом величина сопротивления изоляции не нормируется. ВЛИ считается выдержавшей испытания, если не произошло пробоя изоляции. После проведения испытаний для снятия зарядного тока все провода ВЛИ должны кратковременно заземляться.

5. Проверка заземляющих устройств, включающая:

□ осмотр элементов заземляющих устройств в доступных пределах, при этом обращают внимание на сечение проводников, качество сварки и болтовых соединений; контроль наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами; измерение сопротивлений заземлителей;

□ измерение общего сопротивления всех заземлителей нулевого рабочего провода ВЛИ; измерение тока однофазного короткого замыкания на нулевой провод или полного сопротивления петли фаза — нуль с последующим вычислением тока однофазного замыкания.

6. Проверка стрел провеса самонесущего изолированного провода (СИП) и габаритов.

Если при приемке ВЛИ в эксплуатацию будет установлено нарушение требований при ее строительстве и монтаже, указанных в пунктах 5 и 6, то данная линия не должна приниматься в эксплуатацию.

В перечень документации, представляемой при приемке ВЛИ в эксплуатацию и передаваемой заказчику подрядной организацией, входят: проект линии, скорректированный и согласованный с заказчиком (исполнительная схема сети); исполнительный чертеж трассы, выполненный в масштабе 1 : 500; материалы по согласованию трассы ВЛИ; протокол заводских испытаний (сертификат) на СИП; акты о состоянии СИП на барабанах; сертификаты на линейную арматуру и опоры; акты освидетельствования скрытых работ; протокол измерений сопротивления изоляции; уставки защиты, протоколы наладки коммутационных и защитных аппаратов линии (автоматических выключателей, предохранителей, реле нулевой защиты и др.); протокол замеров токов однофазного короткого замыкания в конце линии или сопротивления петли фаза — нуль с указанием токов короткого замыкания; протокол испытаний заземляющих устройств; акты приемки переходов и пересечений.

**Организация эксплуатации воздушных линий с изолированными самонесущими проводами.** Организация эксплуатации воздушных линий с изолированными проводами 0,38 кВ производится аналогично традиционным ВЛ 0,38 кВ с неизолированными проводами с учетом конструктивных особенностей ВЛИ. Для оценки состояния ВЛИ в процессе эксплуатации, а также с целью обеспечения их работоспособности персоналом проводятся периодические осмотры, испытания и ремонт в соответствии с действующими ПТЭ.

Осмотры трасс ВЛИ монтерами должны производиться по утвержденному графику не реже 1 раза в год. Инженерно-технический персонал проводит ежегодные выборочные осмотры линий или участков, а также всех линий, подлежащих капитальному ремонту в текущем году. Персонал, проводящий осмотр трасс ВЛИ, обязан:

- осмотреть всю трассу ВЛИ;
- осмотреть с земли состояние СИП по всей трассе;
- осмотреть места пересечения ВЛИ с линиями электропередачи, связи и другими инженерными сооружениями, при необходимости определить соответствие габаритов до ВЛИ;
- определить соответствие габаритов ВЛИ до земли и стрел провеса СИП проектным величинам в местах, вызывающих сомнения;
- визуальным образом определить состояние стоек опор;
- выявить наличие деревьев на трассе, падение которых может привести к механическому повреждению СИП;
- осмотреть с земли состояние крепления несущей жилы СИП в натяжных зажимах на опорах анкерного типа и в поддерживающих зажимах на промежуточных опорах;
- осмотреть с земли состояние арматуры на ответвлениях к вводам в здания;
- проверить соединение нижнего заземляющего выпуска стойки с заземлителем при их надземном соединении.

Верховые осмотры с выборочной проверкой проводятся при необходимости. Анализ полученных при осмотре данных проводится персоналом путем сравнения с нормативными параметрами и результатами предыдущих осмотров, при этом определяется степень опасности дефектов и намечаются сроки их устранения.

ВЛИ должны испытываться перед вводом в эксплуатацию, а также в процессе эксплуатации. Устанавливается периодичность испытаний в процессе эксплуатации: первое — через год после включения линий в работу; последующие — при необходимости (после ремонта, реконструкции, подключения новых нагрузок и т.п.); отдельные виды испытаний — с указанной ниже периодичностью.

Профилактические испытания изоляции ВЛИ мегомметром на напряжении 2500 В выполняются при необходимости, но не

реже 1 раза в 6 лет. Испытания проводятся после отсоединения (отключения) от линии всех потребителей. Испытания изоляции жил СИП, изоляции их соединений и ответвлений от них выполняются при необходимости, но не реже 1 раза в 6 лет. Измерение общего сопротивления всех заземлителей нулевого провода, а также отдельных заземлителей у опор, имеющих наружные спуски с доступными с земли болтовыми соединениями, проводятся не реже 1 раза в 6 лет. Измерения должны выполняться в периоды наибольшего высыхания грунта.

Выборочный контроль состояния заземлителей с их раскопкой производится выборочно на 2 % железобетонных опор в местах возможного их повреждения, в агрессивных грунтах, в населенной местности с замером сопротивления не реже 1 раза в 12 лет. Визуальный контроль наличия цепи между заземлителями и заземляемыми элементами проводится ежегодно при осмотрах воздушных линий с изолированными проводами. Измерение тока однофазного короткого замыкания на нулевой провод проводится при изменении длины или сечения проводов ВЛИ (или ее участков), но не реже 1 раза в 12 лет. Результаты испытаний оформляются протоколом и заносятся в паспорт линии.

Работы по поиску повреждения изоляции самонесущего изолированного провода (СИП) осуществляются для определения жил с поврежденной изоляцией и места повреждения. Определение поврежденных жил производится путем испытания изоляции каждой токоведущей жилы относительно нулевого провода и между токоведущими жилами. Испытания проводятся мегомметром на 2,5 кВ после отсоединения (отключения) от линии всех потребителей. Методы определения мест повреждения на ВЛИ 0,38 кВ такие же, как и для кабельных линий. Для определения зоны повреждения применяют импульсный метод, а места повреждения — индукционный и акустический методы. После проведения испытаний СИП все провода должны кратковременно заземляться для снятия зарядного тока.

**Ремонт воздушных линий с изолированными проводами.** Для поддержания линии в технически исправном состоянии проводятся текущие и капитальные ремонты. Ремонт ВЛИ должен производиться по утвержденному графику, составленному с учетом результатов осмотров и испытаний. Периодичность капитальных ре-

монтов для ВЛИ на железобетонных опорах — 1 раз в 10 лет, на деревянных опорах — 1 раз в 5 лет. Объем ремонта определяется на основании выявленных при осмотрах и испытаниях ВЛИ дефектов. В объем капитального ремонта при необходимости включаются:

- замена и ремонт опор;
- замена деталей опор;
- выправка опор;
- установка приставок к существующим опорам;
- замена СИП;
- регулировка стрел провеса проводов;
- замена вводов к потребителям;
- ремонт уличного освещения и другие виды работ.

Ремонт заземляющих устройств и заземляющих спусков выполняется безотлагательно. При обрыве СИП в результате падения дерева, наезда транспорта и других причин ремонт должен производиться путем монтажа ремонтной вставки из СИП. При этом сечение жил ремонтной вставки должно быть не меньше сечения поврежденных жил. Ремонтная вставка монтируется следующим образом. Нулевая несущая жила самонесущего изолированного провода соединяется с помощью овальных соединителей марки СО АС, которые монтируются методом опрессования. Фазные и фонарная жилы соединяются с помощью соединительных или ответвительных зажимов, при этом они должны разноситься по длине СИП.

При фазировке СИП следует использовать имеющуюся заводскую разметку фаз. Восстановление изоляции провода при небольших ее повреждениях выполняется самосклеивающейся лентой типа СЗЛА, ЛЭТСАР ЛП, ЛЭТСАР ЛПм, применяемой при монтаже кабельных линий.

**Приемка в эксплуатацию воздушных линий.** Вновь сооруженную ВЛ принимает приемочная комиссия. Линия должна удовлетворять требованиям действующих ПУЭ и СНиП.

При приемке в эксплуатацию новой ВЛ напряжением до 1 кВ сдающая организация передает эксплуатирующей организации следующую документацию:

□ проект линии с расчетами и изменениями, внесенными в процессе строительства и согласованными с проектной организацией;

□ исполнительную схему сети с указаниями на ней сечений проводов и их марок, защитных заземлений, средств молниезащиты, типов опор и др.;

□ акты осмотра выполненных переходов и пересечений, составленные совместно с представителями заинтересованных организаций;

□ акты на скрытые работы по устройству заземлений и заглублений опор;

□ описание конструкции заземлений и протоколы измерений сопротивления заземляющего устройства;

□ паспорт линии, составленный по установленной форме;

□ инвентарную опись вспомогательных сооружений линии, сдаваемого аварийного запаса материалов и оборудования;

□ протокол контрольной проверки стрел провеса и габаритов ВЛ в пролетах и пересечениях;

□ протокол проверки равномерности распределения нагрузки по фазам;

□ акты испытаний.

При приемке ВЛ напряжением 10 кВ и выше кроме перечисленной документации должны быть переданы: трехлинейная схема; журналы соединений проводов; журнал по монтажу заземления опор; журнал монтажа проводов и тросов на анкерных участках.

Включение ВЛ под рабочее напряжение производится после допуска линии в эксплуатацию в соответствии с Правилами пользования электрической энергией. На опорах ВЛ должны быть установлены (нанесены) обозначения, предусмотренные ПУЭ. На первой опоре от источника питания указывается наименование ВЛ.



### 3.3. Эксплуатация кабельных линий

**Соблюдение токовых и тепловых режимов.** Для каждой кабельной линии при вводе ее в эксплуатацию должны быть установлены наибольшие допустимые токовые нагрузки. Установление таких нагрузок необходимо, чтобы эксплуатационный персонал знал и мог использовать полную пропускную способность данной линии, а также чтобы не допускать работу КЛ с нагрузкой более установленного предельного значения. Для увеличения коэффициента использования пропускной способности кабельных линий, проложенных в земле, целесообразно определять и устанавливать максимальные токовые нагрузки для различных сезонов года, так как температура окружающей среды (грунта) для разных месяцев года неодинакова и обычно при прокладке кабеля на глубине 0,7 м принимается 15, 10, 5 и 0 °С.

Так как при проектировании кабельных линий расчеты и выбор сечения кабелей производятся по наихудшим условиям охлаждения, т.е. для температуры почвы +15 °С, то поправки на сезонность условий позволяют значительно повысить максимальные токовые нагрузки и более эффективно использовать кабельные линии в другие сезоны года.

Работа кабельных линий при значениях тока выше установленного предела по нагреву недопустима, потому что это может привести к преждевременному тепловому износу изоляции и потере ее механических и электрических свойств.

Чрезмерный нагрев кабеля приводит к увеличению объема пропиточного состава изоляции, в результате чего внутри кабеля возрастает давление, которое передается на оболочку. Если оболочка выполнена из свинца, то она под давлением деформируется, увеличивается ее размер по диаметру и при снижении температуры в кабеле под свинцовой оболочкой образуются незаполненные вакуумные полости. Этот процесс в результате приводит к ослаблению электрической прочности изоляции кабеля. Поэтому максимальные токовые нагрузки для каждой кабельной линии должны быть определены наиболее тщательно с учетом участков трассы с наихудшими тепловыми условиями, а в процессе эксплуатации должен осуществляться строгий контроль за режимом работы кабельных линий по нагрузкам.

В соответствии с ПУЭ нагрузки определяются по участку трассы с наихудшими тепловыми условиями, если длина участка не менее 10 м.

Длительно допустимые температуры токоведущих жил кабеля не должны превышать следующих значений: для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией напряжением до 1 кВ — 80 °С; для кабелей с резиновой изоляцией — 65 °С; для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией напряжением до 10 кВ — 60 °С; для кабелей с поливинилхлоридной изоляцией — 70 °С. Допустимые токовые нагрузки при нормальном длительном режиме работы кабельной линии определяют согласно ПУЭ или таблицам, приведенным в электротехнических справочниках. Как было отмечено ранее, эти нагрузки зависят от способа прокладки кабеля и вида окружающей среды (земля, воздух). Для кабелей, проложенных в земле, длительно допустимые токовые нагрузки приняты из расчета прокладки одного кабеля в траншее на глубине 0,4...1 м при температуре почвы 15 °С. Для кабелей, проложенных в воздухе, принимается температура окружающей среды 25 °С. Если расчетная температура окружающей среды отличается от номинальной, то при определении допустимых токовых нагрузок, так же как и для воздушных линий, вводят поправочный температурный коэффициент.

При прокладке в одной траншее параллельно нескольких кабелей вводят поправочный коэффициент, зависящий от числа кабелей и расстояния между ними.

Температуру кабелей рекомендуют измерять при самых неблагоприятных условиях работы — максимальной нагрузке и наивысшей температуре окружающей среды. При равномерном графике нагрузки линии в течение суток температуру оболочки кабеля достаточно измерить дважды с интервалом 1...2 ч. Если график неравномерен, то температуру фиксируют в течение суток через каждые 0,5 ч и одновременно измеряют величину нагрузки. По полученным данным строят суточные графики температуры оболочки кабеля и его нагрузки. Подсчитывая температуру жилы кабеля, принимают: максимальное значение температуры оболочки по графику, максимальный ток нагрузки длительностью не менее 2 ч (эти значения могут быть смещены).



Кабельные линии, находящиеся в эксплуатации больше 15 лет, уже имеют какой-то естественный износ изоляции, поэтому в соответствии с Правилами допустимые перегрузки на них снижают на 10 %.

На ответственных кабельных линиях, отходящих от распределительных устройств, дежурный персонал контролирует токовые нагрузки по стационарным измерительным приборам. Если дежурного персонала нет, контроль проводят 2–3 раза в год: 1 раз при летнем и 1–2 раза при осенне-зимнем максимумах нагрузки. Одновременно измеряют рабочее напряжение кабельных линий, которое при нормальных условиях эксплуатации не должно превышать номинальное более чем на 15 %.

На основании результатов контроля токовых нагрузок, температурных режимов и напряжений инженерно-технический персонал проводит мероприятия по обеспечению экономической и безаварийной работы кабельной сети.

**Эксплуатационный надзор за силовыми кабельными линиями.** Надежность работы кабельных линий в значительной степени зависит от правильной организации эксплуатационного надзора за состоянием кабелей, их трасс и различных сооружений, в которых проложены кабели, а также от выполнения местными Советами Правил охраны высоковольтных электрических сетей. В целях предохранения кабельных линий напряжением 2 кВ и выше от механических повреждений указанными Правилами предусмотрены определенные мероприятия.

Для подземных кабелей должны быть отведены земельные участки по 1 м в обе стороны от крайнего кабеля. В пределах этой зоны не допускается укладка других коммуникаций без согласования с организацией, эксплуатирующей кабельную линию; запрещается сбрасывать большие тяжести, выливать кислоты и щелочи, устраивать свалку мусора.

В основу организации эксплуатационного надзора должно быть положено выполнение следующих работ: обход трасс и осмотр состояния кабельных линий и различных сооружений, в которых они проложены; надзор за производством работ на трассах и вблизи кабельных линий; проведение организационно-технических мероприятий и разъяснительной работы среди населения, руководителей предприятий, учреждений, строительных организаций и т.п.

Периодичность обходов и осмотров кабельных трасс и эксплуатируемых кабельных линий, муфт и сооружений приведена в табл. 3.1.

Таблица 3.1

**Периодичность обходов и осмотров трасс кабельных линий**

Вид осмотра	Периодичность обходов и осмотров
Плановые осмотры монтерами трасс кабелей, проложенных в земле	По местным инструкциям, но не реже 1 раза в 3 месяца
Осмотры концевых муфт на линиях напряжением: свыше 1000 В	1 раз в 6 месяцев
до 1000 В	1 раз в год
Осмотры кабельных муфт, расположенных в трансформаторных помещениях, распределительных пунктах и на подстанциях	Одновременно с другим оборудованием
Осмотры кабельных колодцев	2 раза в год
Осмотры подводных кабелей	В соответствии с местными инструкциями
Внеочередные осмотры	В период паводков и после ливней
Осмотры инженерно-техническим персоналом	В соответствии с местными инструкциями
Осмотры туннелей, шахт и каналов на подстанциях	То же

Примечания: 1. Осмотр закрытых территорий производится совместно с лицом, выделенным предприятием и ответственным за сохранность кабельных линий. 2. Осмотр кабельных линий, открыто проложенных в кабельных сооружениях (коллекторах, туннелях, колодцах), производится двумя лицами. 3. На генеральных планах закрытых территорий должны быть нанесены трассы кабельных линий и определены их охранные зоны. 4. Подводные переходы обследуются водолазами. 5. Контрольные (выборочные) осмотры кабельных линий инженерно-техническим персоналом производятся не реже 1 раза в 6 месяцев.

Все виды работ на кабельных трассах, согласно Правилам по охране высоковольтных электрических сетей, могут производиться только при условии предварительного согласования этих работ

с организацией, эксплуатирующей кабельные сети. Предприятия электросети должны требовать от составителей технической документации (проекта, сметы), чтобы в ней были отражены мероприятия по защите кабельных линий. Дело в том, что наиболее часто (примерно в 45 случаях из 100) кабели выходят из строя вследствие их механических повреждений при производстве земляных работ непосредственно на трассе или вблизи трассы кабельной линии.

**Профилактические испытания КЛ.** Профилактические испытания изоляции кабельных линий являются организационно-техническим мероприятием, позволяющим выявить возникшие в процессе монтажа или эксплуатации кабельных линий дефекты с целью их своевременного устранения и предотвращения аварии и недоотпуска электроэнергии потребителям.

Профилактические испытания кабельных линий осуществляются повышенным напряжением постоянного тока, нормируемые величины которого приведены в табл. 3.2.

Таблица 3.2

**Величины испытательных напряжений постоянного тока  
силовых кабелей**

Номинальное напряжение кабельной линии, кВ	Испытательное напряжение, кВ		Продолжительность прило- женного испытательного на- пряжения, мин	
	после прокладки	в эксплуата- ции	после прокладки	в эксплуата- ции
До 1	6	—	10	5
3	18	15	10	5
6	36	30	10	5
10	60	50	10	5

Состояние изоляции кабельных линий напряжением до 1 кВ проверяется с помощью мегомметра на 2,5 кВ в течение 1 мин. Периодичность профилактических испытаний кабельных линий установлена Правилами не реже 1 раза в год. Кабельные линии, имеющие плохое состояние изоляции или работающие в тяжелых условиях (частые земляные работы на трассе, воздействие блуждающих токов или почвенной коррозии), целесообразно испыты-  
вать чаще.

Кабельные линии, проложенные в туннелях, коллекторах, зданиях подстанций, не подверженные коррозии и механическим повреждениям и не имеющие соединительных муфт, испытываются не реже 1 раза в 3 года.

Кабельные линии, проложенные в земле и работающие в течение пяти лет и более без электрических пробоев, в условиях эксплуатации и при профилактических испытаниях испытываются в сроки, установленные главным инженером ЭС с учетом местных условий, но не реже 1 раза в 3 года.

Вводимые в эксплуатацию силовые кабельные линии напряжением до 35 кВ, согласно ПУЭ, подвергаются испытаниям в следующем объеме:

1. Проверка целостности и фазировка жил кабеля.
2. Измерение сопротивления изоляции.
3. Испытание повышенным напряжением выпрямительного тока.
4. Определение электрической рабочей емкости жил (производится для кабелей 35 кВ и выше. Измеренная емкость, приведенная к удельным значениям, не должна отличаться от результатов заводских испытаний более чем на 5 %).
5. Измерение распределения тока по одножильным кабелям. Неравномерность в распределении токов на кабелях не должна быть более 10 %.
6. Проверка защиты от блуждающих токов (производится проверка действия установленных антикоррозионных защит).
7. Измерение сопротивления заземления (производится для концевых заделок; силовые кабельные линии напряжением до 1 кВ испытываются по пунктам 1, 2, 5, 7).

**Проверка целостности и фазировка жил кабеля.** Целость жил и соответствие фаз кабеля проверяют с помощью омметра или кабельного пробника. Проверка производится до подачи напряжения.

Убеждаются в том, что нет коротких замыканий между фазами, что подключение кабелей к шинам распредустройства выполнено в соответствии с маркировкой или расцветкой шин, что очень важно при параллельном включении кабелей.

Проверка целостности и фазировка жил кабеля в лаборатории производится с помощью омметра по схеме, представленной на рис. 3.6.

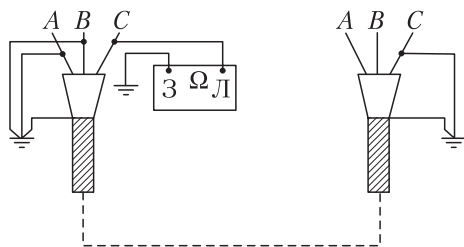


Рис. 3.6. Схема проверки целости жил и фазировки кабеля

При фазировке с помощью омметра необходимо на одном конце кабеля соединить с заземляющим устройством одну жилу кабеля. Для отыскания этой жилы на другом конце кабеля присоединяют омметр, у которого один зажим соединен с заземляющим устройством.

**Измерение сопротивления изоляции.** Производится мегомметром на 2500 В до и после испытания кабеля повышенным напряжением. Для силовых кабелей напряжением до 1000 В значение сопротивления изоляции должно быть не менее 0,5 МОм. Для силовых кабелей напряжением выше 1000 В значение сопротивления изоляции не нормируется.

У трехжильных кабелей испытанию подвергается изоляция каждой жилы относительно металлической оболочки и других заземленных жил.

У кабелей однофазных или с отдельно освинцованными жилами испытывается изоляция жилы относительно металлической оболочки.

Напряжение мегомметра прикладывается между испытуемой жилой кабеля и землей при остальных заземленных жилах (рис. 3.7). Отсчет по шкале мегомметра должен производиться через одинаковые промежутки времени (60 с после приложения напряжения).

Сопротивление изоляции кабельной линии не нормируется, однако, согласно заводским данным, величина сопротивления изоляции трехжильных кабелей с поясной изоляцией напряжением 6 и 10 кВ составляет 250...300 МОм.

### **Испытание повышенным напряжением выпрямленного тока.**

Испытание изоляции повышенным напряжением выпрямленного тока позволяет убедиться в наличии необходимого запаса прочности изоляции, отсутствии местных и общих дефектов, не обнаруживаемых другими способами. Испытанию изоляции повышен-

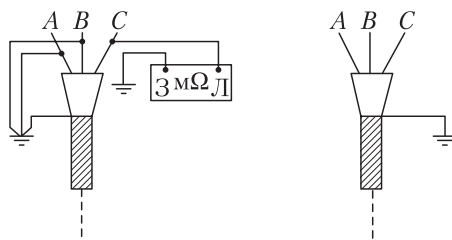


Рис. 3.7. Схема измерения сопротивления изоляции кабеля

ным напряжением должны предшествовать тщательный осмотр и оценка состояния изоляции другими методами только при положительных результатах проверок.

Испытание повышенным напряжением обязательно для электрооборудования напряжением 35 кВ и ниже, а при наличии испытательных устройств — и для оборудования напряжением выше 35 кВ, за исключением случаев, оговоренных нормами.

Изоляция считается выдержавшей испытания повышенным напряжением в том случае, если не было пробоев, частичных разрядов, выделений газа и дыма, резкого снижения напряжения и возрастания тока через изоляцию, местного нагрева изоляции.

В зависимости от вида оборудования и характера испытания изоляция может быть испытана приложением повышенного напряжения переменного тока или выпрямленного напряжения.

В изоляции могут развиваться частичные разряды и ионизационные процессы при действии переменного тока, которые являются опасными для изоляции кабеля. Поэтому испытание кабеля повышенным напряжением промышленной частоты является неприемлемым. При испытаниях промышленным выпрямленным напряжением в изоляции отсутствуют диэлектрические потери и не могут развиваться ионизационные процессы и частичные разряды. Этим исключается опасность развития нежелательных процессов в ходе самих испытаний. Распределение напряжений по слоям изоляции в этом случае происходит обратно пропорционально проводимости слоев, поэтому большая часть напряжения прикладывается к неувлажненным слоям и тем самым эффективность отыскания слабых мест повышается.

Согласно «Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей», изоляция силовых кабельных линий подвергается испытанию повышенным выпрямленным напряжением (рис. 3.8).

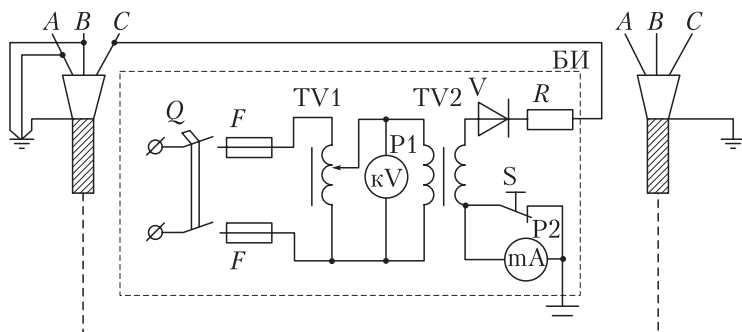


Рис. 3.8. Схема проверки электрической прочности изоляции кабеля повышенным выпрямленным напряжением:

$A$  — блок испытательной установки;  $Q$  — автоматический выключатель;  $F$  — плавкий предохранитель;  $TV1$  — автотрансформатор;  $TV2$  — высоковольтный трансформатор;  $V$  — высоковольтный выпрямитель;  $R$  — резистор;  $S$  — кнопочный выключатель;  $P1$  — киловольтметр;  $P2$  — миллиамперметр

Периодичность испытаний:

□ кабелей напряжением до 35 кВ — 1 раз в год в первые 5 лет эксплуатации, далее 1 раз в 2 года, а для кабелей, проложенных на территории ТП, РУ, заводов, — 1 раз в 3 года;

□ кабелей напряжением 110...220 кВ — через 3 года после ввода в эксплуатацию и затем 1 раз в 5 лет. Величина испытательных выпрямленных напряжений приведена в табл. 3.3.

Таблица 3.3

**Испытательные выпрямленные напряжения для силовых кабелей**

$U_{ном},$ кВ	0,66	1,0	2,0	3,0	6,0	10,0	20,0	35,0	110,0	220,0
Кабели с бумажной изоляцией										
$U_{исп},$ кВ	2,5	2,5	10–17	15–25	36	60	100	175	285	510
Кабели с пластмассовой изоляцией										
$U_{исп},$ кВ	—	2,5*	—	7,5	36	60	—	—	285	—

\*Испытания выпрямленным напряжением одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией, проложенных на воздухе, не проводятся.

Кабели напряжением 1000 В и ниже испытываются мегомметром на напряжение 2500 В. Продолжительность испытания — 1 мин. Сопротивление изоляции должно быть не ниже 0,5 МОм.

Высоковольтные кабели считаются выдержавшими испытания, если не произошло пробоя, не было скользящих разрядов и толчков тока или его нарастания после того, как он достиг установившейся величины.

У кабеля с нарушенной изоляцией ток утечки с течением времени скачкообразно возрастает и достигает значительных величин, если не наступает пробоя изоляции, сопровождающегося также увеличением тока утечки. При этом испытательная высоковольтная установка автоматически отключается.

Допустимые токи утечки для силовых кабелей приведены в табл. 3.4.

Таблица 3.4

**Допустимые токи утечки для силовых кабелей**

Кабели на напряжение, кВ	Испытательное напряжение, кВ	Допустимый ток утечки, мА
6	36	0,2
10	50	0,3
20	100	1,5
35	140	1,8

Для испытания кабеля повышенным напряжением в лабораторной работе в качестве источника выпрямленного напряжения применяется кенотронная установка АИИ-70. Испытательное напряжение плавно поднимается с нуля до заданной величины. При этом наблюдают за показаниями киловольтметра и миллиамперметра (испытательное напряжение и токи утечки).

Испытание электрической прочности изоляции кабелей производится повышенным напряжением по схеме, изображенной на рис. 3.8. При этом напряжение подводится в зависимости от вида кабеля: для одножильных кабелей и кабелей с отдельно свинцованными жилами между жилой и свинцовой оболочкой этой жилы; для многожильных кабелей с поясной изоляцией — между каждой жилой и остальными жилами, соединенными со свинцо-



вой оболочкой, при одновременном заземлении других жил и свинцовой оболочки кабеля.

После испытания кабеля напряжение плавно снижается до нуля, испытанная жила отключается и с нее снимается заряд путем замыкания ее на землю с помощью разрядного устройства — заземляющей штанги, наглухо заземленной. Аналогично производится испытание изоляции других фаз.

Результаты испытаний повышенным напряжением считаются удовлетворительными, если при приложении полного испытательного напряжения не наблюдалось скользящих разрядов, толчков тока утечки или плавного нарастания тока утечки, пробоев или перекрытий изоляции и если сопротивление изоляции, измеренное мегомметром, после испытания осталось прежним. Если характеристики изоляции резко ухудшились или близки к браковочной норме, то должна быть выяснена причина ухудшения изоляции и приняты меры по ее устранению.

Результаты испытания заносят в протокол испытания силового кабеля и делают заключение о пригодности кабеля к дальнейшей эксплуатации.



### 3.4. Способы определения мест повреждения кабельных линий

В условиях эксплуатации кабельных линий возможны следующие повреждения: замыкания между собой двух или трех жил без замыкания или с замыканием их на землю (оболочку), замыкание одной жилы на землю, разрыв одной или нескольких жил без замыкания на землю; разрыв одной или нескольких жил без замыкания или с замыканием на землю.

Возможны также повреждения типа запылающего пробоя, при котором кабель ведет себя как неповрежденный, но пробивается при повторном приложении к нему высокого напряжения. Запылающий пробой характерен при повреждениях в соединительных муфтах.

При запылающих пробоях, как правило, сопротивление в месте пробоя велико, поэтому приходится дополнительно прожигать

кабель с помощью мощного источника выпрямленного напряжения (на газотронах или кремниевых вентилях) или рабочим напряжением промышленной частоты. Прожигание ведут в один или несколько приемов до снижения переходного сопротивления в месте повреждения до нескольких сотен Ом.

Методы и устройства для определения места повреждения в кабелях можно разделить на два вида: относительные и абсолютные. При *относительном методе* все результаты замеров параметров кабельной линии позволяют определить только зону повреждения (участок линии), а при *абсолютном методе* определяют точное место повреждения.

К относительным методам относят: импульсный, петлевой, колебательного разряда и емкостной, а к абсолютным — индукционный и акустический.

**Импульсный метод** основан на измерении времени пробега кратковременного импульса, посылаемого в поврежденную линию от места измерения до места повреждения (где импульс отражается) и обратно.

Расстояние до места повреждения определяется из соотношения

$$l_x = \frac{t_x}{2}v, \quad (3.1)$$

где  $l_x$  — расстояние до места повреждения, м;  $t_x$  — время пробега импульса до точки отражения и обратно, мкс;  $v$  — скорость распространения импульса, м/мкс.

Опытные измерения различных кабельных линий показали, что скорость распространения импульса по кабелю примерно равна 160 м/мкс. В этом случае

$$l_x = \frac{t_x}{2}v = 80t_x. \quad (3.2)$$

Импульсный метод применяется на кабельных линиях любых напряжений, выполненных кабелями любых марок, для определения всех видов повреждений (замыкание жилы на оболочку, двух или трех жил между собой и на землю в одном месте, обрыв токоведущих жил без заземления и с замыканием на землю) при условии, что переходное сопротивление в месте повреждения не превышает 200 Ом.

Для определения места повреждения на кабельных линиях применяют измерители неоднородностей кабелей Р5-9, Р5-9/1 или аналогичные им приборы.

В настоящее время все большее применение находят цифровые рефлектометры, например РЕЙС-105М (рис. 3.9).



Рис. 3.9. Цифровой рефлектометр РЕЙС-105М

Основную сложность и трудоемкость при методе импульсной рефлектометрии представляет выделение отражения от места повреждения на фоне помех.

Метод импульсной рефлектометрии, реализованный в приборе РЕЙС-105М (рис. 3.10), базируется на физическом свойстве бесконечно длинной однородной линии, согласно которому отношение между напряжением и током введенной в линию электромагнитной волны одинаково в любой точке линии. Это соотношение  $W = \frac{U}{I}$  имеет размерность сопротивления и называется волновым сопротивлением линии.

Для определения расстояния до места повреждения (неоднородности волнового сопротивления) в линию посылают импульс, измеряют интервал  $t_x$  — время двойного пробега этого импульса до места повреждения, и рассчитывают до места повреждения  $l_x$ .

Отношение амплитуды отраженного импульса  $U_{\text{отр}}$  к амплитуде зондирующего импульса  $U_3$  обозначают коэффициентом отражения  $K_{\text{отр}}$ :

$$K_{\text{отр}} = \frac{U_{\text{отр}}}{U_3}. \quad (3.3)$$

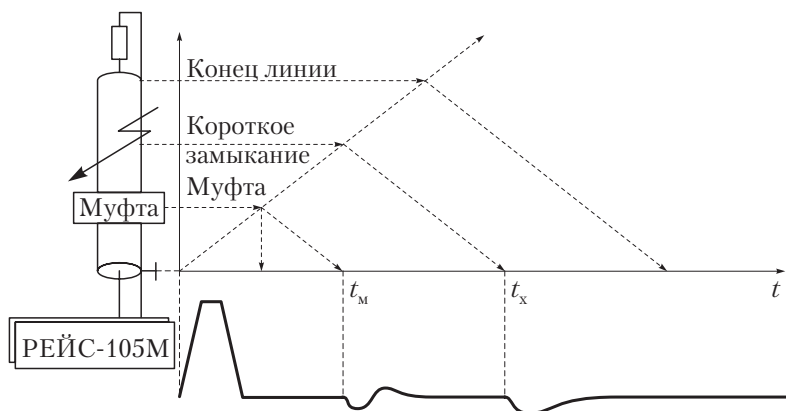


Рис. 3.10. Рефлектометрический метод определения места повреждения

Отражение появляется в тех местах, где волновое сопротивление отклоняется от своего среднего значения: у муфт, у мест изменения сечения, у мест сжатия кабеля, в местах утечки, обрыва, короткого замыкания, ответвления, в конце кабеля и т.д.

В месте подключения прибора также возникают переотражения сигналов от выходного сопротивления генератора зондирующих импульсов, если оно не равно волновому сопротивлению измеряемой линии. В зависимости от соотношения выходного сопротивления генератора зондирующих импульсов и волнового сопротивления линии изменяются полярность и амплитуда переотражений, которая может оказаться соизмеримой с амплитудой отражений. Поэтому операция согласования выходного сопротивления генератора с волновым сопротивлением линии должна проводиться обязательно.

Затухание зондирующих импульсов в линии существенно влияет на отраженный сигнал. Затухание линии определяется ее геометрической конструкцией, материалом проводников и изоляции и является частотно-зависимым, вследствие чего изменяются зондирующие импульсы при их распространении по линии как по амплитуде, так и по длительности («расплывание»).

«Расплывание» импульса и уменьшение его амплитуды (тем больше, чем длиннее линия) затрудняют точное отыскание повреждения. Поэтому обязателен правильный выбор параметров зондирующего импульса в соответствии с длиной и частотной

характеристикой затухания линии. Критериями правильного выбора параметров зондирующего импульса являются минимальное «расплывание» и максимальная амплитуда отраженного сигнала.

Зондирующий и отраженные импульсы воспроизводятся на жидкокристаллическом экране, образуя рефлектограмму испытуемой линии.

Отсутствие отраженного сигнала свидетельствует о точном согласовании системы с линией по волновому сопротивлению и об отсутствии повреждений.

При обрыве отраженный импульс имеет ту же полярность, что и зондирующий, при коротком замыкании отраженный импульс меняет полярность.

Предельная амплитуда отраженного сигнала при полном отражении и отсутствии затухания (в начале линии) равна амплитуде зондирующего импульса. При изменении сопротивления линии в месте неоднородности от нуля (короткое замыкание) до бесконечности (обрыв) отраженный импульс меняет полярность и амплитуду.

Эквивалентные схемы повреждений в линии приведены на рис. 3.11.

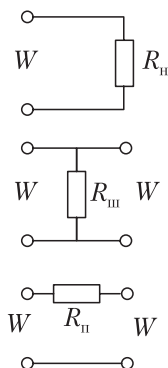


Рис. 3.11. Эквивалентные схемы повреждений:

$R_n = 0$  (короткое замыкание),  $R_n = \infty$  (обрыв),  $0 \leq R_n \leq \infty$ ;

$R_{ш}$  — шунтирующая утечка,  $0 \leq R_{ш} \leq 1...10$  кОм, с учетом затухания;

$R_n$  — продольное сопротивление,  $0 \leq R_n \leq \infty$

При зондировании линии короткими импульсами напряжения (длительность импульса намного меньше времени распростране-

ния импульса по линии) наблюдаются отражения от начала и конца распределенных неоднородностей, поэтому такое зондирование используется только для поиска локальных повреждений и крупных сосредоточенных неоднородностей волнового сопротивления. Короткий зондирующий импульс обеспечивает высокую разрешающую способность, которая определяется его длительностью.

Импульсный сигнал распространяется в линии с определенной скоростью, которая зависит от типа диэлектрика. Эта зависимость выражается в виде

$$V = \frac{c}{\gamma} = \frac{c}{\sqrt{\epsilon}}, \quad (3.4)$$

где  $c$  — скорость света;  $\gamma$  — коэффициент укорочения электромагнитной волны в линии;  $\epsilon$  — диэлектрическая проницаемость материала изоляции кабеля.

Коэффициент укорочения  $\gamma$  показывает, во сколько раз скорость распространения импульса в линии меньше его скорости распространения в воздухе.

Точность определения расстояния до места повреждения зависит от точности установки коэффициента укорочения.

Величина  $\gamma$  является справочной только для радиочастотных кабелей, для других типов кабелей не нормируется. Коэффициент укорочения можно определить методом импульсной рефлектометрии при известной длине кабеля. Числовые значения коэффициентов укорочения для кабелей и линий различных типов (до 64 коэффициентов различных кабелей) могут быть записаны в память прибора изготовителем или самим потребителем и сохраняются, тем не менее, 10 лет, в том числе при отключенном питании.

Для многожильных и многопарных кабелей коэффициент укорочения, волновое сопротивление и затухание различны для каждого варианта включения, поэтому рекомендуются включения прибора независимо от типа повреждения по схеме «жила — жила»; при повреждении одной из жил предусматривается схема «поврежденная жила — неповрежденная жила».

При измерениях на воздушных линиях электропередачи с горизонтальным расположением проводов прибор следует подключать по схеме «средний провод — крайний провод» или «средний провод — земля».

Включение по схеме «жила — оболочка» в кабеле позволяет выявить поврежденную жилу методом сравнения.

По соотношению величин отражения от повреждения и напряжения помех все отражения можно разделить на простые и сложные.

*Простое повреждение* — это такое повреждение кабельной линии, при котором амплитуда отражения от места повреждения больше амплитуды помех.

*Сложное повреждение* — это такое повреждение, для которого амплитуда отражения от места повреждения меньше или равна амплитуде помех.

Помехи бывают асинхронные (аддитивные) и синхронные. *Асинхронные помехи* не связаны с зондирующим сигналом и неоднородностями кабельной линии и вызваны наводками от соседних кабельных линий, от оборудования, транспорта, различной аппаратуры и т.п.

*Синхронные помехи* связаны с зондирующим сигналом и являются отражениями зондирующего сигнала от неоднородностей волнового сопротивления линии (отражения от кабельных муфт, ответвлений кабельных вставок, неоднородностей кабельных линий технологического характера и др.).

Большинство кабельных линий (кроме кабелей связи) не предназначены для передачи коротких импульсных сигналов, используемых при методе импульсной рефлектометрии. Поэтому таким кабельным линиям присуще большое количество синхронных помех.

При измерениях кабельных линий методом импульсной рефлектометрии асинхронные и синхронные помехи присутствуют одновременно.

Асинхронные помехи (кроме помех импульсного характера), как правило, имеют одинаковые величины, независимо от того, с какого конца кабельной линии ведется измерение.

Синхронные помехи имеют различную величину в зависимости от многих факторов: длины кабельной линии, затухания импульсных сигналов, удаленности места повреждения и мест неоднородностей волнового сопротивления кабельной линии, точности согласования выходного сопротивления импульсного рефлектометра с волновым сопротивлением линии и др. Поэтому отражения от одной и той же неоднородности могут иметь различные величины при измерении с разных концов линии.

Если хотя бы предположительно известно, к какому концу кабельной линии ближе может быть расположено место повреждения, то для измерений нужно выбирать именно этот конец КЛ. В других случаях желательно проводить измерения последовательно с двух концов КЛ.

Даже такие повреждения, как короткое замыкание и обрыв, дающие максимальные отражения зондирующего сигнала, не всегда легко обнаружить. При большом затухании и больших неоднородностях волнового сопротивления амплитуда отражения от удаленных повреждений зачастую меньше, чем отражение от близко расположенных неоднородностей волнового сопротивления. Поэтому такое повреждение может быть сложным для обнаружения.

Как правило, сложные повреждения встречаются значительно чаще простых. Перевод повреждений из разряда сложных в разряд простых возможен за счет применения различных методов обработки информации, полученной при измерениях методом импульсной рефлектометрии. Анализ рефлектограммы осуществляется встроенным вычислительным устройством путем запоминания, сравнения, вычитания, аналого-цифровой отстройки от помех, согласования параметров системы с параметрами кабеля.

Метод импульсной рефлектометрии позволяет определить такие места повреждения, как обрыв, короткие замыкания, низкоомные соединения жил или оболочки при сопротивлении утечки до нескольких десятков кОм (в зависимости от длины линии, затухания и помех), муфты, ответвления и т.д. При малых синхронных помехах возможно обнаружение повреждений и для более высоких значений сопротивления утечки.

*Петлевой метод* применяется для определения расстояния до места замыкания жилы на оболочку в силовых кабельных линиях при наличии одной неповрежденной жилы. Данный метод может применяться при значении переходного сопротивления в месте повреждения до 5 кОм. При необходимости снижения величины переходного сопротивления изоляцию кабеля дожигают высоковольтной установкой. Метод основан на принципе измерительного моста постоянного тока (рис. 3.12).

Определяется соотношение сопротивлений поврежденной и неповрежденной жил относительно точки замыкания. При измерении



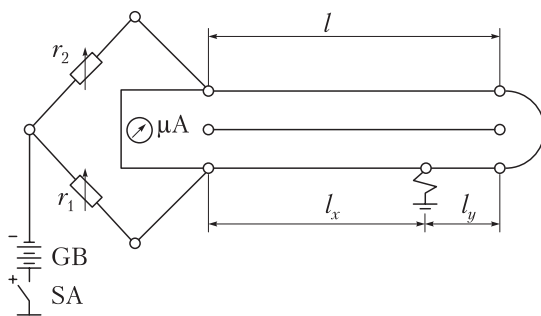


Рис. 3.12. Схема для определения места повреждения кабеля петлевым методом

поврежденная и неповрежденная жилы соединяются на противоположном конце кабеля перемычкой сечением не менее 50 мм<sup>2</sup>. Плечи измерительного моста образуются регулируемыми комбинированными сопротивлениями  $r_1$  и  $r_2$ , сопротивлениями жил  $r_x$  и  $r_y$ , соответственно пропорциональными длинам кабеля  $l_x$  и  $l + l_y$ . Регулируя сопротивления  $r_1$  и  $r_2$ , устанавливают стрелку гальванометра в нулевое положение, что соответствует равновесию плеч моста:

$$\frac{r_1}{r_2} = \frac{r_x}{r_y}. \quad (3.5)$$

Поскольку сопротивление жилы прямо пропорционально ее длине, из получаемого соотношения можно определить расстояние до места повреждения:

$$l_x = \frac{2lr_1}{r_1 + r_2}, \quad (3.6)$$

где  $r_1$ ,  $r_2$  — сопротивления моста, подключенные соответственно к поврежденной и неповрежденной жилам, Ом.

После определения расстояния  $l_x$  (м) следует поменять места концы проводов, идущие к кабелю, и произвести новое измерение, при этом будет найдено расстояние  $l_y + l$ . Если результаты обоих измерений в сумме заметно отличаются от двойной длины кабеля, то измерения произведены неточно и их надо повторить, предварительно проверив все контакты в схеме.

**Метод колебательного разряда** применяется для определения расстояния до места повреждения в силовых кабельных линии-

ях при замыканиях, носящих характер «заплывающего» пробоя. Сущность метода заключается в измерении периода (полупериода) свободных колебаний, возникающих в заряженной кабельной линии при пробое изоляции в месте повреждения.

За один период свободных колебаний  $T$  волна 4 раза проходит расстояние от места повреждения до конца кабеля, тогда

$$l_x = V \frac{T}{4} = 40T, \quad (3.7)$$

где  $l_x$  — расстояние от места измерения до места повреждения кабеля;  $V$  — скорость распространения электромагнитной волны;  $T$  — период колебаний.

Измерение периода свободных колебаний производится по изменению напряжения на конце кабеля с помощью осциллографа или электронного микросекундомера. С целью повышения точности измерения в расчет берется время только первого полупериода колебаний, имеющего наименьшее искажение.

Метод колебательного разряда является единственным при определении расстояния до места повреждения при «заплывающем» пробое и позволяет производить непосредственное измерение расстояния по шкале микросекундомера независимо от длины и типа КЛ (рис. 3.13).

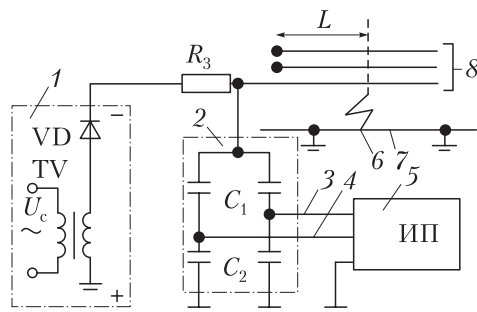


Рис. 3.13. Схема определения мест повреждения в кабеле методом кабельного разряда:

- 1 — высоковольтная установка; 2 — делитель напряжения; 3 — цепь остановки; 4 — цепь пуска; 5 — измерительный прибор; 6 — место повреждения; 7 — металлическая оболочка; 8 — жилы кабеля

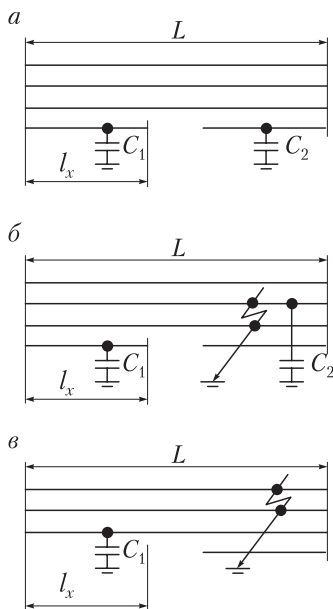


Рис. 3.14. Виды повреждения кабелей с обрывом жил:

*а* — без заземления; *б* — с заземлением одного конца; *в* — с заземлением одного конца и двух других жил

**Емкостный метод** применяется для определения расстояния до места повреждения при обрыве жил кабеля в соединительных муфтах при сопротивлении изоляции поврежденной жилы не менее 5 кОм. Принцип метода заключается в измерении емкости оборванного участка, которая пропорциональна длине кабеля до места повреждения. Емкость можно определить как при постоянном токе, так и при переменном. Рассмотрим применение данного метода в трех случаях повреждений.

1. Обрыв жилы (рис. 3.14, *а*). Измеряют емкость оборванной жилы с одного ( $C_1$ ) и другого ( $C_2$ ) концов кабеля. Расстояние до места повреждения

$$l_x = \frac{LC}{C_1 + C_2}.$$

2. Обрыв жилы с замыканием на землю ее второго конца (рис. 3.14, *б*). В этом случае  $C_2 = 0$ . Измеряют емкость  $C_1$  оборванной жилы. Расстояние до места повреждения

$$l_x = \frac{LC_1}{C},$$

где  $C$  — емкость неповрежденной жилы, мкФ.

3. Обрыв одной жилы с замыканием жил между собой и на землю — глухое заземление (рис. 3.14, в). Расстояние до места повреждения

$$l_x = \frac{C_1}{C_0},$$

где  $C_0$  — удельная емкость, мкФ/км (берется из справочника).

Для измерения емкостным методом используются генераторы 1000 Гц и мосты постоянного тока (только при чистом обрыве жил) и переменного тока (при чистых обрывах жил и переходных сопротивлениях 5 кОм и выше).

### 3.5. Обнаружение повреждений кабельных линий на трассе



**Последовательность обнаружения и определения повреждений в кабельных линиях.** Последовательность операций для обнаружения и определения мест повреждения кабельных линий зависит от их вида: силовые или контрольные, а также от вида кабельной трассы: подземные, в коробах, в каналах и т.п. Например, для обслуживания силовых кабельных линий обязательным является наличие высоковольтных генераторов, прожигающих устройств, локационных и волновых дистанционных искателей повреждений, индукционных и акустических топографических искателей повреждений. Для кабелей связи, управления и контроля использование методов пробоя и прожига, как правило, не допускается, поэтому применяют локационные и мостовые дистанционные искатели повреждений, а также индукционные топографические искатели повреждений.

Все повреждения по характеру делятся на устойчивые и неустойчивые, простые и сложные. К устойчивым повреждениям относятся короткие замыкания (КЗ), низкоомные утечки и обрывы.

Характерной особенностью устойчивых повреждений является неизменность сопротивления в месте повреждения с течением времени и под воздействием различных дестабилизирующих факторов. К неустойчивым повреждениям относятся утечки и продольные сопротивления с большими величинами сопротивлений, «заплывающие пробой» в силовых кабельных линиях, увлажнения места нарушения изоляции и др. Неустойчивые повреждения могут самоустраняться, оставаться неустойчивыми или переходить при определенных условиях в устойчивые. Сопротивление в месте неустойчивого повреждения может изменяться как с течением времени, так и под воздействием различных дестабилизирующих факторов (напряжения, тока, температуры и др.).

Для эффективного обнаружения мест повреждения кабельных линий необходимо совместное использование приборов дистанционного определения мест повреждения (например, импульсных рефлектометров РЕЙС-105М) и приборов трассового поиска мест повреждения. Для этого сначала прибором дистанционного типа определяют зону нахождения места повреждения, а затем трассовым прибором находят точное местонахождение повреждения. Среди трассовых методов наибольшее применение получил индукционный.

**Индукционный метод** применяется для непосредственного отыскания мест повреждения на трассе кабельной линии при небольших переходных сопротивлениях (не более 20...50 Ом) (рис. 3.15).

Пользуясь этим методом, можно определить трассу и глубину залегания кабеля. Сущность метода заключается в пропускании по кабелю тока 15...20 А звуковой частоты и фиксации характера изменения электромагнитного поля над кабелем с помощью приемного устройства. Наводимая в приемной антенне ЭДС пропорциональна току в кабеле, числу витков и площади, охватываемой антенной. Практически для индукционного метода применяется частота 800...1200 Гц.

При определении места повреждения и трассы кабеля следует учитывать, что наводимая ЭДС зависит от токораспределения в кабеле и взаимного пространственного положения антенны и кабеля.

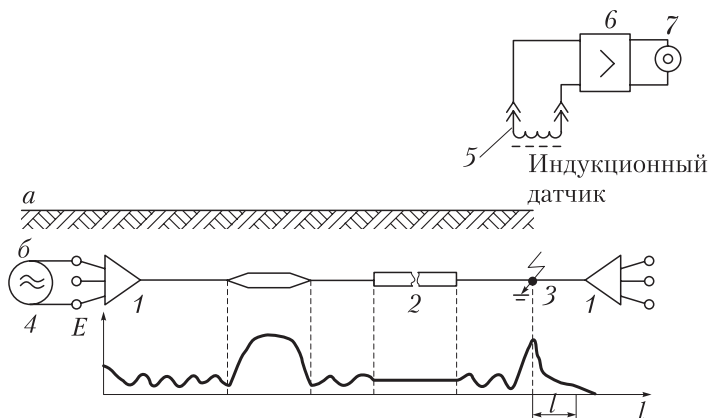


Рис. 3.15. Схема определения замыкания между жилами индукционным методом (а), кривая изменения ЭДС антенны вдоль оси кабеля и технология отыскания повреждения (б):

1 — муфта соединительная; 2 — кабель в металлической трубе; 3 — место повреждения; 4 — генератор; 5 — антенна; 6 — усилитель; 7 — телефон

Для определения места замыкания между жилами и нахождения соединительных муфт на трассе кабельной линии выводы генератора присоединяют к поврежденным жилам кабеля.

Оператор, продвигаясь вдоль трассы кабеля, с помощью приемной рамки (антенны), усилителя и телефонных наушников по характеру электромагнитного поля определяет, где проходит трасса и расположена муфта, а также глубину прокладки кабеля и место повреждения.

При перемещении антенны вдоль трассы кабеля будут обнаруживаться изменяющиеся по уровню звучания сигналы. В мостах расположения соединительных муфт наблюдается резкое усиление сигнала. При прокладке кабеля в металлической трубе или при заглублении трассы кабеля наблюдается сильное ослабление сигнала. Над местом повреждения сигнал, как правило, усиливается, что обуславливается переходом тока с жилы на жилу. За местом повреждения на расстоянии не более половины шага скрутки жил кабеля  $\left(a = \frac{1...2,5}{2} \text{ м}\right)$  сигнал затухает (рис. 3.15, б).

Определение места однофазного короткого замыкания в кабеле на оболочку индукционным методом требует от оператора больших навыков. Погрешность определения места повреждения индукционным методом допускается не более 0,5 м.

Индукционный метод трассового поиска кабельных линий основан на регистрации магнитного поля, которое создается протекающим по кабелю током. Поле вокруг одиночного кабеля можно представить в виде концентрических линий (рис. 3.16).

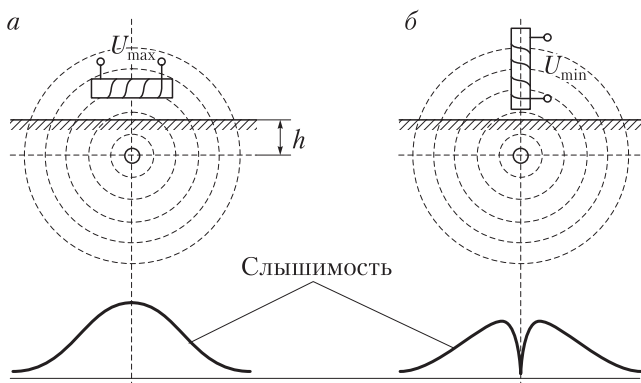


Рис. 3.16. Электрическое поле одиночного кабеля

Датчиком магнитного поля служит магнитная антенна (катушка индуктивности с ферритовым сердечником). Если ось магнитной антенны расположить параллельно поверхности земли непосредственно над кабелем, вдоль линий поля, то в катушке наведется электрический сигнал максимальной амплитуды (рис. 3.16, а). При смещении катушки в сторону амплитуда снимаемого с катушки сигнала будет плавно уменьшаться. По максимуму сигнала при указанном положении катушки на практике обнаруживают ориентировочное местонахождение трассы кабельной линии. Однако из-за размытости максимума сигнала местонахождение кабеля определяется неточно.

Если ось поисковой катушки расположить перпендикулярно поверхности земли непосредственно над кабелем (перпендикулярно линиям поля, когда ось катушки проходит через ось кабеля), то электрический сигнал с катушки будет иметь минимальную амплитуду (рис. 3.16, б). При смещении антенны в сторону от оси

кабеля амплитуда сигнала сначала резко увеличивается, а затем плавно уменьшается, что позволяет получить резко выраженный минимум сигнала и точно определить местонахождение кабеля.

Для точного определения мест повреждения на трассе используют комплекты приборов, состоящие из генератора звуковых частот и индукционного приемника (например, индукционные комплекты фирмы STELL: SG-600 и SG-80).

При непосредственной связи выходной ток генератора протекает непосредственно по кабелю, поэтому создаваемое им магнитное поле имеет наибольшую напряженность.

При непосредственном подключении генератора по схеме неповрежденная жила — земля (рис. 3.17) один конец неповрежденной жилы кабеля присоединяют к одной из выходных клемм генератора. Вторую клемму генератора соединяют с заземлителем, которым может служить либо металлический стержень длиной 0,5 м с присоединенным к нему проводом, вбитый в землю на расстоянии 6...8 м от генератора, либо водопроводная сеть, либо металлическая опора линии электропередачи. Другой конец неповрежденной жилы также заземляют.

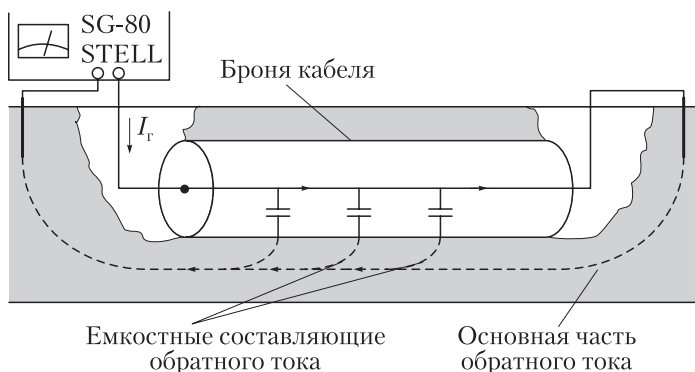


Рис. 3.17. Непосредственное подключение генератора по схеме неповрежденная жила — земля

Выходной ток генератора проходит по неповрежденной жиле кабеля и замыкается через землю. Вокруг кабеля возникает поле, которое можно регистрировать на протяжении всей линии и тем самым определять ее местонахождение.



При непосредственном подключении генератора по схеме неповрежденная жила — броня (рис. 3.18) неповрежденную жилу подключают к одной из выходных клемм генератора, а другую выходную клемму генератора соединяют с броней (экраном) кабельной линии. На другом конце кабельной линии неповрежденную жилу соединяют с броней (экраном) кабельной линии.

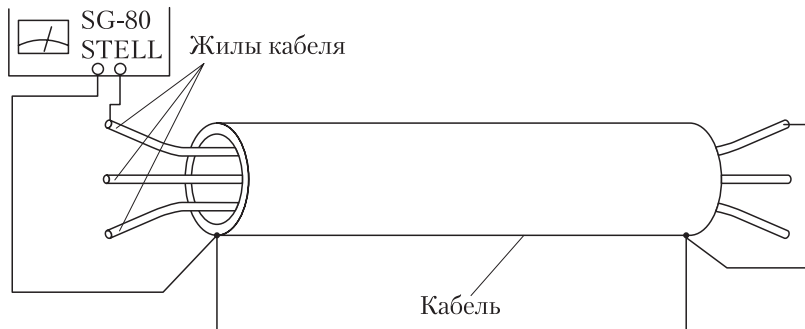


Рис. 3.18. Непосредственное подключение генератора по схеме неповрежденная жила — броня

Выходной ток генератора протекает по неповрежденной жиле и возвращается по броне (экрану) кабеля. Токи в жиле и броне протекают в противоположных направлениях, поэтому интенсивность результирующего магнитного поля вокруг кабеля уменьшается. Если выход генератора подключить к двум жилам кабеля и соединить эти жилы на противоположном конце между собой, то интенсивность результирующего поля вокруг кабеля будет периодически изменяться.

Рассмотренные методы требуют соединений на противоположном конце кабельной линии. В случае полного обрыва кабеля или короткого замыкания (между жилами или между жилами и броней) в кабеле все соединения на противоположном конце кабеля не имеют смысла, так как местонахождение повреждения неизвестно. Рассмотрим примеры подключения генератора при наличии в кабельной линии повреждения.

Непосредственное подключение генератора по схеме оборванная жила — броня показано на рис. 3.19. Данный метод использует наличие распределенной емкости кабельной линии. Выходной ток генератора протекает через подключенную к его выходу повреж-

денную жилу, распределенную емкость кабеля и броню кабельной линии. При удалении от начала кабеля ток в подключенной жиле постепенно убывает из-за ответвления на распределенную по длине емкость. Поэтому интенсивность поля, окружающего кабель, при удалении от начала кабеля также убывает. Интенсивность магнитного поля над кабелем в месте обрыва становится нулевой. Уменьшение интенсивности магнитного поля вдоль кабельной линии показано на рис. 3.20.

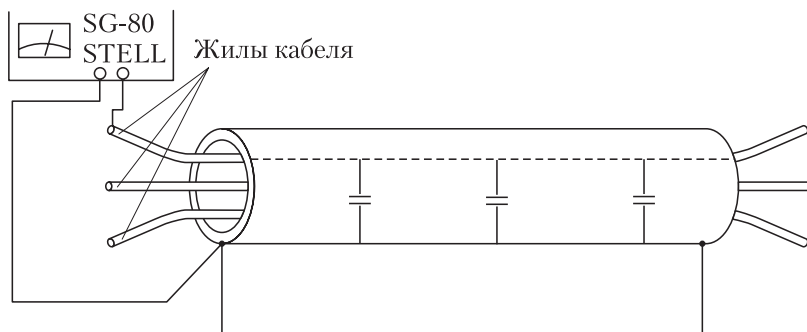


Рис. 3.19. Непосредственное подключение генератора по схеме оборванная жила — броня

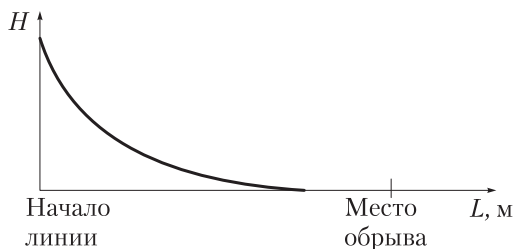


Рис. 3.20. Интенсивность магнитного поля над кабелем при непосредственном подключении по схеме оборванная жила — броня

Для увеличения интенсивности магнитного поля над кабельной линией необходимо увеличить силу тока, протекающего по кабелю. В рассматриваемом случае выходной ток генератора протекает через распределенное емкостное сопротивление между жилой и броней, погонная величина которого выражается в виде

$$X_i = 1/(j\omega C_i), \quad (3.8)$$

где  $X_i$  — емкостное сопротивление  $i$ -го участка кабеля;  $j = e^{-\frac{\pi}{2}}$  — мнимая единица;  $\omega = 2\pi f$  — круговая частота ( $f$  — выходная частота генератора);  $C_i$  — емкость  $i$ -го участка кабеля.

Для увеличения тока необходимо уменьшить емкостное сопротивление, для чего можно выбрать более высокую выходную частоту генератора либо увеличить погонную емкость кабеля путем параллельного соединения нескольких жил кабеля.

Сущность **акустического метода** заключается в создании в месте повреждения мощных электрических разрядов и фиксации на поверхности земли звуковых колебаний с помощью чувствительных приемных устройств. Для создания разрядов в месте повреждения электрическая энергия предварительно накапливается в конденсаторах или емкости жил самого кабеля путем заряда от выпрямительной установки. Запасенная энергия при достижении напряжения пробоя расходуется при разряде за очень короткое время, и в месте повреждения происходит мощный удар. Звук от этого удара распространяется в окружающей среде и может быть прослушан на поверхности земли. По окончании разряда электрическая дуга в месте повреждения гаснет, а напряжение на емкости возрастает до напряжения пробоя. Обычно период следования импульсов составляет 2...3 с.

На поверхности земли звук прослушивается с помощью стетоскопа или пьезоэлектрического микрофона с услителем и выходом на головные телефоны. В зависимости от характера повреждения кабельной линии собирается соответствующая схема измерения (рис. 3.21). При замыканиях с переходным сопротивлением 40 Ом и более в качестве генератора импульсов используются выпрямительная установка, конденсатор емкостью 1...2 мкФ и искровой промежуток (рис. 3.21, а), в качестве разрядной емкости могут быть использованы неповрежденные жилы кабеля (рис. 3.21, б). Напряжение пробоя искрового промежутка не должно превышать 70 % испарительного напряжения кабеля данного типа, что необходимо для исключения перенапряжений на кабеле, возникающих при удвоении посылаемого импульса у разомкнутого конца, если пробой в месте повреждения изоляции не происходит.

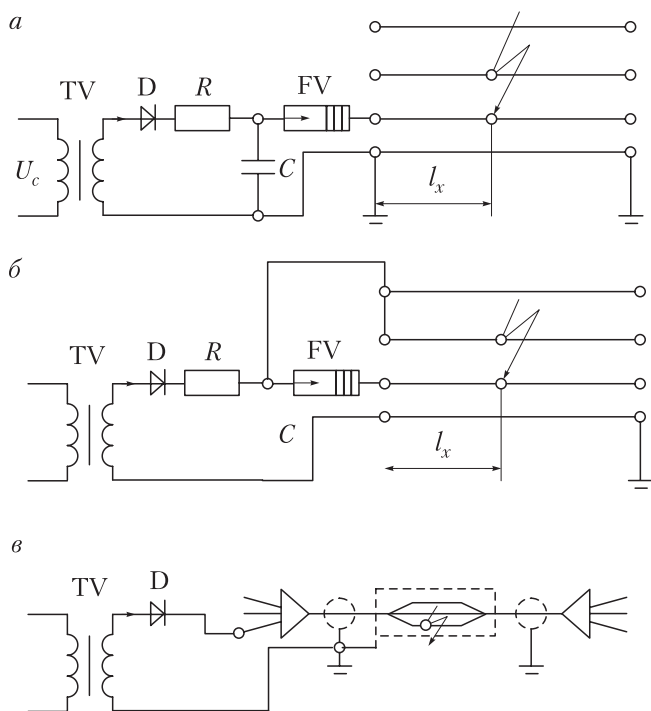


Рис. 3.21. Схема для определения места повреждения кабеля акустическим методом:

*a* — при устойчивом замыкании в месте повреждения; *б* — с использованием емкости поврежденных жил; *в* — для «заплывающих» пробоев в муфте

При переходных сопротивлениях менее 40 Ом и металлических замыканиях на оболочку акустический метод неприемлем. В этих случаях проводящий мостик в месте повреждения разрушают пропусканием больших токов, а металлические спаи выжигают с помощью сварочных или других трансформаторов. При повреждениях с «заплывающим» пробоем напряжение на кабель подается непосредственно от выпрямительной установки (рис. 3.21, *в*). При таком повреждении волновые перенапряжения не возникают, и напряжение пробоя может быть доведено до испытательного.

Определение места повреждения акустическим методом производится установкой датчика на грунт или дорожное покрытие через каждые 1...2 м до достижения максимальной слышимости.

Обычно относительным методом предварительно определяется зона повреждения и уточняются места расположения соединительных муфт. Трасса кабеля уточняется индукционным методом.

Зона слышимости на поверхности земли в зависимости от свойств грунта составляет от 2 до 15 м. Место повреждения определяется по максимальной слышимости звука разрядов.

Для акустического метода измерения может быть использован акустико-индукционный кабелеискатель типа КАИ-73.

**Прием в эксплуатацию кабельных линий.** При эксплуатации силовых кабельных линий должны проводиться техническое обслуживание и капитальный ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

Функционирование кабельных линий достигается при условии соблюдения ПТЭ. Предприятия, для которых сооружаются кабельные линии, осуществляют технадзор за качеством прокладки скрыто проложенных кабелей и правильностью монтажа кабельных муфт. Работники, осуществляющие технадзор, назначаются предприятием-заказчиком.

В техническую документацию, представляемую приемочной комиссией, должны входить следующие документы: технический проект на строительство КЛ; исполнительный чертеж трассы, согласованный с заинтересованными организациями; акты приемки траншей, каналов, тоннелей, блоков и подобного под монтаж кабелей; акты на скрытые работы по прокладке труб; протоколы заводских испытаний барабанов с кабелем, а при их отсутствии — протоколы испытаний кабелей до прокладки на монтажной площадке; протоколы осмотра и проверки изоляции кабелей на барабанах перед прокладкой; протоколы прогрева кабелей на барабане перед прокладкой при низких температурах (если производился прогрев); акты осмотра кабельной канализации в траншеях и каналах перед закрытием; акты (журналы) разделки кабельных муфт напряжением выше 1 кВ (кроме соединительных эпоксидных муфт); контрольно-учетные паспорта на соединительные эпоксидные муфты напряжением выше 1 кВ; протоколы испытания повышенным напряжением выпрямленного тока силовых кабелей после монтажа; протоколы измерения сопротивления изоляции кабелей перед включением; схема КЛ с указанием заводских

номеров барабанов проложенных кабелей и их длины, последовательности укладки барабанов и нумерации соединительных муфт при прокладке кабелей в траншее (для кабельных линий напряжением выше 1000 В).

В результате осмотра принимаемой в эксплуатацию кабельной линии комиссия делает заключение о наличии защищенности мест возможных повреждений кабелей трубами, коробами и др.; надежном закреплении в конечных пунктах, в местах изгибов, у соединительных муфт, воронок и т.п.; отсутствии наружного покрова из пожароопасной кабельной пряжи у кабелей, проложенных в трубах, туннелях, коллекторах, каналах и производственных помещениях; наличии на проложенных кабелях бирок с указанием марки, напряжения, сечения и длины кабелей. На бирках муфт и заделок должны быть указаны дата и фамилия кабельщика, производящего работы. Перед приемкой кабелей в эксплуатацию они проходят испытания в соответствии с ПУЭ и установленными нормами.



### 3.6. Эксплуатация внутренних проводок

Техническая эксплуатация внутренних проводок состоит в систематическом выполнении технического обслуживания и текущего ремонта с целью поддержания высокой эксплуатационной надежности оборудования. Техническое обслуживание и текущий ремонт проводят в плановом порядке (табл. 3.5).

Таблица 3.5

#### Периодичность технического обслуживания и текущего ремонта внутренних проводок, силовых сборок и осветительных щитков

Способ выполнения проводки	Вид помещения	Периодичность, мес.	
		Техническое обслуживание	Текущий ремонт
Электропроводка, выполненная кабелем в трубах, коробах, лотках по стенам, фермам и т.п.	Сухие и влажные	6	24
	Пыльные и сырые	6	24
	Особо сырые и с химически активной средой	4	18

Окончание табл. 3.5

Способ выполнения проводки	Вид помещения	Периодичность, мес.	
		Техническое обслуживание	Текущий ремонт
Электропроводка, выполненная изолированными проводами в трубах, коробах, лотках по стенам, фермам и т.п.	Сухие и влажные	4	18
	Пыльные и сырые	4	18
	Особо сырые и с химически активной средой	3	12
Скрытая проводка сети освещения	Все виды помещений	6	24
Силовые сборки и щитки освещения	Сухие, влажные пыльные и сырые	3	24
	Особо сырые с химически активной средой	1,5	12

В объем технического обслуживания внутренних проводок входит: осмотр и очистка электропроводки; проверка заземления; проверка состояния изоляции и крепления проводки; проверка электрических соединений и натяжения проводки.

**Осмотр и очистка электропроводки.** Определяют общее техническое состояние проводки. При этом убеждаются в отсутствии обрывов, увеличения провеса проводов, проверяют состояние крепления и т.д. Волосяной щеткой очищают от пыли и грязи провода и кабели, наружные поверхности труб с электропроводкой, а также ответвительные коробки. В сырых и особо сырых помещениях при очистке применяют обтирочный материал.

**Проверка заземления.** Осматривают заземляющие проводки и их соединения с несущим тросом или струной, металлическими коробками, лотками, металлическими оболочками кабелей, трубами, а также проверяют наличие соединения заземляющего проводника с контуром заземления или заземляющей конструкцией. Разъемные соединения разбирают, зачищают до металлического блеска, собирают и затягивают. Поврежденные неразъемные соединения приваривают или припаивают.

**Проверка состояния изоляции.** Мегомметром на 1000 В измеряют сопротивление изоляции между токоведущими проводниками, проводниками и заземленными элементами конструкций элект-

тропроводки. Сопротивление изоляции при температуре 20 °С должно быть не менее 0,5 МОм. При сопротивлении изоляции менее 0,5 МОм участки проводки с низким сопротивлением подлежат замене. Если при осмотре изоляции проводов и кабелей обнаружены поврежденные участки, их изолируют хлопчатобумажной или поливинилхлоридной липкой лентой ТТВХ в зависимости от среды (сырые или особо сырые помещения).

**Проверка крепления проводки.** Осматривают изоляторы и ролики, поврежденные заменяют. Проверяют анкерные устройства концевого крепления тросовой проводки к строительным элементам зданий, натяжные устройства и трос. Участки, покрытые коррозией, зачищают стальной щеткой или шлифовальной шкуркой и покрывают эмалью. Допускается зачищенные поверхности смазывать техническим вазелином. Проверяют надежность крепления труб с электропроводкой, лотков, коробов, а также приспособлений, защищающих кабели от механических повреждений. Ослабленные крепления подтягивают, а при необходимости заменяют.

**Проверка электрических соединений.** Открывают крышки ответвительных коробок, удаляют пыль и влагу с контактов и проводов, проверяют и при необходимости восстанавливают уплотнения крышки на вводах в коробку. Соединения, имеющие следы окисления или оплавления, разбирают, зачищают и после сборки смазывают техническим вазелином. Особое внимание обращают на соединения, выполненные методом скрутки, сварки, пайки и опрессовки. В соединениях, имеющих обгорелый или поврежденный слой изоляции, ее снимают, устраняют причину нарушения контакта и вновь изолируют изоляционной лентой. В сырых и особо сырых помещениях изолировку соединений проводят покрытием полихлорвиниловым лаком с последующей намоткой трех-четырех слоев полихлорвиниловой липкой изоляционной ленты.

**Проверка натяжения.** Осмотром обнаруживают ослабленные (с большой величиной провеса) участки проводки. Проверяют стрелу провеса, которая для тросовых и струнных проводок должна быть при пролете 6 м не более 100...150 мм, а при пролете 12 м — 200...250 мм. При необходимости участки с большой величиной провеса перетягивают. Натяжение стальных тросов проводят до минимально возможной стрелы провеса. При этом усилие натяжения не должно превышать 75 % разрывного усилия, допускаемого для данного сечения троса.



**Объем текущего ремонта.** При проведении текущего ремонта силовых и осветительных электропроводок выполняют все операции технического обслуживания. Участки электропроводки с обрывом токоведущих жил и повреждениями изоляции, которые нельзя устранить при техническом обслуживании, подлежат замене. Все работы по текущему ремонту электропроводок выполняются при снятом напряжении с соблюдением мер безопасности. Рассмотрим некоторые особенности ремонта электропроводок.

**Замена проводов открытых электропроводок.** Участок проводки с растрескавшейся оплавленной изоляцией проводов или с оголенной токоведущей жилой отъединяют в осветительных коробках, распределительных и осветительных щитах. Провод освобождают от крепления и удаляют, а для замены выбирают той же марки, что и поврежденный. Способ крепления провода при его замене выбирают в зависимости от марки и придерживаются способа крепления заменяемого. Вновь проложенный провод подключают к местам, где производилось отсоединение поврежденного.

**Ремонт тросовых и струнных проводок.** При текущем ремонте зачищают и окрашивают трос, оттяжку и концевые крепления, а при необходимости заменяют их.



## ЭКСПЛУАТАЦИЯ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ И ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ



### 4.1. Эксплуатация распределительных устройств

---

**Распределительное устройство (РУ)** — электроустановка, служащая для приема и распределения электрической энергии. Распределительное устройство содержит набор коммутационных аппаратов, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства РЗА и средства учета и измерения.

Требования к РУ напряжением до 1 кВ сформулированы в п. 6.1.2, требования к РУ напряжением выше 1 кВ — в п. 6.2.1 ТКП 339–2011. Правила технической эксплуатации распределительных устройств и подстанций изложены в п. 5.3 ТКП 181–2009.

Оборудование РУ по своим паспортным данным должно удовлетворять условиям работы как при номинальном режиме, так и при КЗ. Аппараты и шины должны обладать необходимой термической и динамической стойкостью; изоляция оборудования должна выдерживать возможные повышения напряжения при атмосферных и внутренних перенапряжениях; все оборудование должно надежно работать при допустимых перегрузках; помещения РУ должны быть безопасны и удобны при обслуживании оборудования персоналом при всех возможных режимах работы, а также при ремонте.

**Осмотры распределительных устройств.** При осмотрах выявляют неисправности оборудования, строительной части (включая прилегающую территорию и подъезды) и других элементов подстанций. Обнаруженные неисправности фиксируют в журнале дефектов и сообщают о них инженерно-техническому персоналу.

Периодичность осмотров устанавливают в зависимости от типа устройства (открытое или закрытое), его назначения и формы обслуживания. Сроки осмотров назначают согласно Правилам технической эксплуатации потребителей (ТКП 181–2009), п. 5.3.27.

Если есть постоянный дежурный персонал, РУ осматривают не реже 1 раза в 3 суток. При неблагоприятной погоде (мокрый снег, туман, сильный и продолжительный дождь, гололед и т.п.), а также после коротких замыканий (КЗ) и при появлении сигнала о замыкании на землю проводят дополнительные осмотры. Рекомендуется 1 раз в месяц осматривать РУ в темноте для выявления возможных разрядов коронирования в местах повреждения изоляции и местных нагревов токоведущих частей.

В РУ подстанций напряжением 35 кВ и выше, не имеющих постоянного дежурного персонала, график наблюдения составляют в зависимости от типа устройства, значения подстанции для энергосистемы или зоны электроснабжения. В этом случае осмотры выполняет начальник группы подстанций или назначенный мастер не реже 1 раза в месяц.

Трансформаторные подстанции и РУ электрических сетей напряжением 10 кВ и ниже, не имеющие постоянного дежурного персонала, осматривают не реже 1 раза в 6 месяцев. Распределительное устройство напряжением 10 кВ приведено на рис. 4.1.

Внеочередные осмотры на объектах без постоянного дежурного персонала проводят в сроки, установленные согласно местным инструкциям, а также после отключений из-за коротких замыканий. Во всех случаях неуспешного автоматического повторного включения (АПВ) осматривают выключатель.

Распределительные устройства подстанций перед плановым ремонтом осматривает инженерно-технический персонал для уточнения объемов работ. По возможности осмотры совмещают с измерениями нагрузки и отбором проб масла.

При осмотрах закрытых РУ дополнительно проверяют состояние помещения, отопления, вентиляции, освещения, состояние



Рис. 4.1. Распределительное устройство напряжением 10 кВ

кровли или междуэтажных перекрытий, наличие и исправность дверей и замков. В элегазовых РУ дополнительно проверяют влажность и давление элегаза в оборудовании, концентрацию элегаза в помещении закрытых распределительных устройств. Замеченные при осмотрах дефекты и неисправности должны быть устранены при ближайшем ремонте, дефекты аварийного характера должны устраняться в кратчайшие сроки. Загрязнение поверхности изоляторов оборудования распределительных устройств представляет наибольшую опасность при морозящем дожде, тумане или выпадении росы, когда загрязняющий слой становится проводящим. Это может привести к возникновению разрядов на поверхности изоляторов и их перекрытию. Поэтому важно своевременно очищать изоляцию РУ от загрязнений и обрабатывать изоляторы гидрофобными пастами, обладающими водоотталкивающими свойствами. Все трущиеся части механизмов коммутационных аппаратов и их приводов должны периодически смазываться. Используются смазки, эффективно работающие при низких температурах.

Устройства электроподогрева приводов коммутационных аппаратов, шкафов управления, релейной защиты и автоматики должны работать, как правило, в автоматическом режиме включения и отключения. При эксплуатации распределительных устройств выполняют следующие общие для всего оборудования профилактические измерения и испытания.

1. Измерение сопротивления основной изоляции оборудования (изоляции первичных цепей) мегомметром на 2500 В. Это сопротивление должно быть не меньше следующих значений:

- при номинальном напряжении до 10 кВ — 300 МОм;
- 20...150 кВ — 1000 МОм;
- 220 кВ — 3000 МОм.

2. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей мегомметром на 1000 В. Это сопротивление должно быть не меньше 1 МОм.

3. Испытание основной изоляции оборудования повышенным напряжением в течение 1 мин. Величины испытательных напряжений приведены в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Испытательные напряжения, кВ

Номинальное напряжение, кВ	Вид изоляции	
	Фарфоровая	Органическая
До 1	1	1
3	24	21,6
6	32	28,8
10	42	37,7
20	65	58,5
35	95	85,5

4. Испытание изоляции вторичных цепей — проводится напряжением 1 кВ в течение 1 мин.

5. Тепловизионный контроль оборудования распределительных устройств. Ремонт оборудования РУ осуществляется по мере необходимости с учетом результатов осмотров и профилактических испытаний.

**Осмотры коммутационных аппаратов.** Осмотры коммутационных аппаратов проводятся при осмотрах РУ; внеочередные осмотры выключателей — после отключения тока короткого замыкания. При осмотрах обращают внимание на нагрев и состояние наружных контактных соединений, крепление выключателя и привода, состояние и степень загрязнения изоляции, исправность цепи заземления.

**Техническое обслуживание масляных выключателей.** Внешние осмотры выключателей без отключения проводят, учитывая местные условия, не реже 1 раза в шесть месяцев. При наружном осмотре проверяют: положение выключателя по показаниям его сигнальных устройств; состояние поверхности фарфоровых вводов, изоляторов и тяг; наличие выброса масла из газоотводов и просачивания через уплотнения и прокладки; крепление контактов и их температуру (по цвету термопленок).

У масляных выключателей контролируются уровень масла, отсутствие его утечек, температура и степень загрязненности масла. В многообъемных (баковых) масляных выключателях бак заливается маслом не полностью, под крышкой остается воздушная подушка, предназначенная для демпфирования резкого повышения давления газов, выделяющихся в процессе гашения дуги. При высоком уровне масла демпфирующий эффект уменьшается и бак выключателя может быть разорван высоким давлением газов. При низком уровне масла выходящие в воздушную подушку газы (главным образом, водород) не успевают охладиться в тонком слое масла и способны вызвать взрыв смеси водорода с воздухом (гремучей смеси). С понижением температуры вязкость масла увеличивается, заметно влияя на временные характеристики выключателя. Поэтому при понижении температуры окружающей среды ниже  $-25^{\circ}\text{C}$  должны автоматически включаться устройства электроподогрева масляных выключателей. Загрязнение и увлажнение масла при эксплуатации вызывает снижение его электрической прочности.

У многообъемных выключателей напряжением 110 кВ и выше испытания масла на электрическую прочность проводятся при выполнении выключателями предельно допустимого числа коммутаций токов короткого замыкания или нагрузки; у многообъемных выключателей напряжением до 35 кВ и малообъемных выключателей всех напряжений масло подлежит замене после выполнения выключателями предельно допустимого числа коммутаций. Предельно допустимое число коммутаций указывается предприятиями-изготовителями в инструкциях по эксплуатации.

У воздушных выключателей контролируются утечки и давление сжатого воздуха; у элегазовых выключателей — утечки, давление и влажность элегаза. Следует отметить, что масляные и воздушные

выключатели имеют низкую надежность, небольшой коммутационный ресурс, пожароопасность (у масляных выключателей), высокую трудоемкость ремонта и обслуживания. Поэтому в настоящее время при строительстве новых и реконструкции существующих объектов устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, обладающие более высокими техническими характеристиками. Профилактические измерения и испытания силовых выключателей различного конструктивного исполнения регламентируются правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей.

В программу испытаний выключателей любой конструкции входят: измерение сопротивления постоянному току контактной системы выключателя с проверкой соответствия величины этого сопротивления данным предприятия-изготовителя; проверка срабатывания привода при пониженном напряжении; измерение скоростных характеристик выключателя (времени включения и отключения) с проверкой соответствия этих характеристик данным предприятия-изготовителя; опробование в циклах О—В и О—В—О выключателей, предназначенных для работы в цикле АПВ.

***Техническое обслуживание разъединителей, отделителей и короткозамыкателей.*** В процессе эксплуатации разъединители, отделители и короткозамыкатели осматривают не реже 2 раз в год, а также после аварийных отключений. При этом основное внимание обращают на состояние контактных соединений и изоляции аппаратов. Контактные соединения наиболее ответственные и в то же время самые ненадежные элементы рассматриваемых аппаратов. Поверхности изоляторов разъединителей, отделителей и короткозамыкателей должны быть чистыми. Загрязнение поверхности изоляторов при дожде, тумане, сильной росе приводит к снижению разрядного напряжения.

При включениях и отключениях изоляторы воспринимают большие механические нагрузки. Чтобы избежать поломки, не следует проводить плановые переключения в периоды резких похолоданий и сильных морозов, так как в изоляторах могут появиться большие внутренние напряжения.

При осмотрах проверяют, нет ли на изоляторах, особенно в местах, примыкающих к фланцам, продольных и кольцевых трещин, а также повреждений в арматуре и цементных швах. Если на по-

верхности обнаружены дефекты, снижающие механическую или диэлектрическую прочность изоляторов, аппараты необходимо ремонтировать.

Отказы в работе отделителей и короткозамыкателей часто происходят из-за неисправности и загрязнения механизмов приводов, дефектов в цепях управления и блокировках. При эксплуатации необходимо следить за состоянием приводов.

Основное внимание при осмотрах разъединителей обращают на состояние контактов и изоляции. Ослабление контактного давления, окисление и загрязнение контактов приводит к увеличению переходного сопротивления и, как следствие, к повышенному нагреву контактов и даже их выгоранию. При наличии на контактах следов оплавления и других небольших дефектов контакты зачищают и смазывают тонким слоем технического вазелина. При значительных повреждениях контактов их заменяют новыми.

При включении разъединителей не должно быть удара одного контакта о другой — оси контактов должны совпадать. Полюса разъединителя должны замыкаться и размыкаться одновременно. Проверка выполняется медленным включением разъединителя до момента соприкосновения контактов одного из полюсов. После этого замеряются зазоры между контактами других полюсов, которые не должны превышать 3 мм. Наличие отмеченных недостатков устраняется специальными регулировками при обслуживании разъединителей.

Изоляция разъединителей, особенно наружной установки, работает в тяжелых условиях. Помимо рабочего напряжения и перенапряжений на нее действуют механические нагрузки, обусловленные работой аппарата, натяжением ошиновки, гололедом. Загрязнение поверхности изоляторов разъединителей увеличивает вероятность ее перекрытия, особенно в сырую погоду. При обнаружении трещин и сколов на изоляторах, значительном разрушении армирующих поясов аппарат следует вывести в ремонт. Разъединитель напряжением 10 кВ представлен на рис. 4.2.



Измерения и испытания разъединителей включают следующие виды работ.

Рис. 4.2. Разъединитель напряжением 10 кВ



1. Измерение сопротивления постоянному току контактной системы разъединителей; омические сопротивления контактов для всех классов напряжения не должны превышать значений, приведенных в табл. 4.2.

Таблица 4.2

**Сопротивление постоянному току  
контактной системы разъединителей**

Номинальный ток, А	Сопротивление, мкОм	Усилие, Н
600	175	–200
1000	120	–400
1500...2000	50	–400

2. Измерение усилия вытягивания одного контакта из другого; этим измерением проверяется контактное давление; измерения проводятся при отсутствии на контактах смазки; усилие вытягивания должно соответствовать нормам, указанным в таблице пункта 1.

При проверке контактов сборных шин ОРУ в процессе эксплуатации периодически измеряют переходное сопротивление. Сопротивление участка шины в месте контактного соединения не должно превышать сопротивления участка такой же длины без контакта более чем в 1,2 раза. При осмотре шин распределительных устройств визуально оценивается состояние изоляторов — отсутствие трещин, сколов, степень загрязнения.

Непосредственно у шин главное внимание уделяется контактными соединениям, которые выполняются разборными (болтовыми) и неразборными (сварными).

В процессе эксплуатации болтового контактного соединения его переходное сопротивление возрастает вследствие окисления поверхностей соприкосновения и ослабления контактного давления под воздействием окружающей среды, механических нагрузок, токов нагрузки и коротких замыканий. При возрастании переходного сопротивления температура контактного соединения увеличивается, окислительные процессы ускоряются, вызывая еще большее увеличение переходного сопротивления. В итоге происходит выгорание контактного соединения. Состояние контактного соединения может определяться визуально. Потемнение поверхности, искрение, испарение влаги при дожде и снеге указывают

на повышенную температуру контактного соединения. Более точно состояние контактного соединения определяют путем измерения переходного сопротивления  $R_{к.с}$  или температуры контактного соединения  $T_{к.с}$ . Результаты измерений сравнивают с сопротивлением  $R_{ш}$  целого участка шины, равного длине контактного соединения. Для болтовых контактных соединений шин должно выполняться условие  $R_{к.с} < 1,2R_{ш}$ .

Температура  $T_{к.с}$  не должна превышать 90 °С. Переходное сопротивление измеряют с помощью микроомметров или двойных мостов. Для температурного контроля контактных соединений применяют термопленки, пирометры, тепловизоры и другие средства измерения. В частности, термопленки наклеивают на контактные соединения и по цвету пленки определяют его температуру. При температуре до 50 °С пленка имеет красный цвет, при 60 °С — вишневый, 80 °С — темно-вишневый, 100 °С — черный, выше 110 °С — светло-желтый. При температурах 100...110 °С пленка разрушается, и ее цвет при охлаждении контакта не восстанавливается. Принципы измерения температуры пирометрами и тепловизорами изложены ниже.

При неудовлетворительном состоянии разборного контактного соединения ( $R_{к.с} > 1,2R_{ш}$ ;  $T_{к.с} > 90$  °С) его подвергают ревизии: разбирают, зачищают, сдирая окисную пленку, смазывают нейтральными смазками и вновь собирают. Зачистка контактных поверхностей выполняется напильником, но не наждачной бумагой. Последняя оставляет на контакте частицы абразива, ухудшающие состояние контакта. Неразборные (сварные) контактные соединения более надежны в работе. В сварных контактных соединениях шин не должно быть трещин, прожогов, непроваров шва более 10 % его длины. При правильно выполненной сварке эти контактные соединения практически не нуждаются в дальнейшем обслуживании.

**Обслуживание комплектных распределительных устройств КРУ, КРУН.** В соответствии с ТКП 181–2009, п. 3.18 комплектное распределительное устройство — распределительное устройство, состоящее из полностью или частично закрытых шкафов или блоков со встроенными в них коммутационными аппаратами, оборудованием, устройствами защиты и автоматики, поставляемое в собранном или полностью подготовленном для сборки виде.

Комплектное распределительное устройство КРУ предназначено для внутренней установки; комплектное распределительное устройство КРУН — для наружной.

Обслуживание КРУ и КРУН проводят согласно местным инструкциям, разработанным на основе действующих правил технической эксплуатации, инструкций заводов-изготовителей, а также с учетом климатических условий при эксплуатации устройств.

Подстанции для сельского электроснабжения, в которых установлены КРУ, обычно работают без постоянного дежурного персонала. В этом случае шкафы КРУН осматривают (не отключая их), как правило, не реже 1 раза в месяц. После короткого замыкания (КЗ) выполняют внеочередной осмотр. При особых местных условиях (сильное загрязнение) и неблагоприятной погоде (туман, мокрый снег, гололед и т.п.) необходимо дополнительно осматривать шкафы.

Если КРУН эксплуатируют в среде с повышенной относительной влажностью и резкими колебаниями температуры, шкафы осматривают не реже 2 раз в месяц, так как возможно перекрытие изоляции.

При осмотре КРУ и КРУН проверяют: состояние уплотнений в местах стыков элементов металлоконструкций; исправность присоединения оборудования к контуру заземления; наличие средств пожаротушения; работу и исправность устройств обогрева шкафов (только для КРУН); уровень и цвет масла в выключателях; состояние монтажных соединений; нагрев токоведущих частей и аппаратов; нет ли посторонних шумов и запахов; исправность сигнализации, освещения и вентиляции, положение коммутационных аппаратов.

При эксплуатации запрещается отвинчивать съемные детали шкафа, поднимать автоматические шторки, закрывающие токоведущие части оборудования.

Предохранители в шкафу трансформатора собственных нужд можно менять только без нагрузки. Выкатывать тележку с выключателем и устанавливать ее в рабочее положение может только оперативный персонал.

**Профилактические испытания электрооборудования РУ.** Сроки профилактических испытаний электрооборудования РУ определяются, как правило, периодичностью его ремонта, прини-

маемой в соответствии с Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей.

Профилактические испытания оборудования РУ проводят в следующие сроки:

- выключателей, разъединителей, короткозамыкателей и отделителей — при капитальном ремонте;

- вводов (измерение тангенса угла диэлектрических потерь) маслобарьерных — не реже 1 раза в 6 лет, с бумажно-масляной изоляцией — не реже 1 раза в 4 года;

- конденсаторов связи, маслонаполненных измерительных трансформаторов — не реже 1 раза в 6 лет;

- штыревых изоляторов напряжением 6...10 кВ, шинных мостов и изоляторов ШТ-35 — не реже 1 раза в год, а штыревых изоляторов ИШД-35 и других — не реже 1 раза в 3 года;

- опорных, стержневых и подвесных фарфоровых тарельчатых изоляторов — не реже 1 раза в 6 лет;

- разъемных и прессируемых контактных соединителей шип (кроме сварных) и мест их присоединения к аппаратуре — не реже 1 раза в 4 года;

- запасного электрооборудования, запасных частей и деталей — не реже 1 раза в 3 года.

Профилактические испытания оборудования РУ сетей напряжением до 20 кВ проводят не реже 1 раза в 6 лет. Если обнаружены дефекты, эти сроки сокращают; их определяет руководитель предприятия.

Профилактические эксплуатационные испытания электрооборудования РУ, при которых можно выявить скрытые дефекты, сводятся в основном к проверке качества изоляции и измерению переходных сопротивлений контактов.

Сопоставляя полученные результаты с нормами и данными заводских и предшествующих периодических эксплуатационных проверок, можно оценить состояние оборудования и возможность его дальнейшей работы.

Испытания, которые нужно проводить при снятом напряжении, желательно совмещать с капитальными или текущими ремонтами.

Профилактическим испытаниям подвергают опорные и проходные изоляторы, линейные вводы, аппаратные изоляторы разъединителей и предохранителей, выключатели, измерительные

трансформаторы, разрядники и т.п. Контролируя качество изоляции, измеряют ее сопротивление, тангенс угла диэлектрических потерь, силу тока утечки. При положительных результатах данных проверок изоляцию испытывают повышенным напряжением. Это обязательно для электрооборудования РУ напряжением 35 кВ и ниже, а при наличии соответствующих испытательных устройств — и для оборудования напряжением выше 35 кВ.

**Особенности испытания изоляции ячеек и сборных шин.** Испытания проводят комплексно для всего оборудования, смонтированного в ячейке: опорных и проходных изоляторов, трансформаторов тока, разъединителей, выключателей (кроме силовых кабелей, которые перед испытанием отъединяют). Схема испытания изоляции ячейки показана на рис. 4.3. Нормы переменного напряжения при испытаниях изоляции перед вводом оборудования в эксплуатацию и во время его эксплуатации приведены в табл. 4.3.

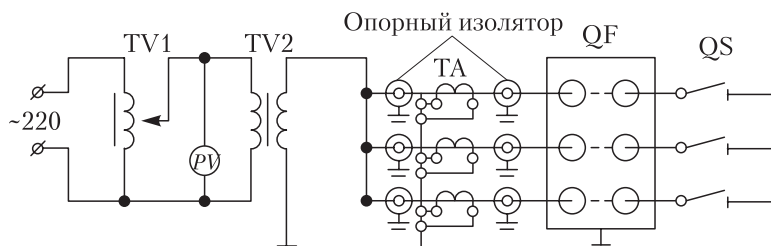


Рис. 4.3. Схема испытания изоляции ячейки РУ повышенным напряжением:

TV1, TV2 — трансформаторы напряжения; PV — вольтметр;  
 TA — трансформатор тока; QF — автоматический выключатель;  
 QS — разъединитель

Таблица 4.3

**Нормы испытательного переменного напряжения**

Оборудование	Напряжение электрооборудования, кВ	Испытательное напряжение, кВ, для оборудования с изоляцией	
		фарфоровой	других видов
Коммутационные аппараты	6	32	29
Трансформаторы тока и напряжения	10	42	38

Окончание табл. 4.3

Оборудование	Напряжение электрооборудования, кВ	Испытательное напряжение, кВ, для оборудования с изоляцией	
		фарфоровой	других видов
Реакторы	35	95	86
Изоляторы и вводы	6	32	29
	10	42	38
	35	100	90

Повышенным напряжением испытывают одновременно все три фазы относительно земли при включенном выключателе. Если ячейка отключена от шин, которые в момент испытания находятся под напряжением, необходимо выдерживать определенное расстояние между ножами и губками шинного разъединителя. Если это условие не выполнено, то испытательное напряжение следует снизить на 20...30 % (см. табл. 4.3).

**Особенности испытания опорной и подвесной изоляции.** Повышенным напряжением можно испытывать каждый изолятор в отдельности или несколько одновременно (рис. 4.4, а, б). К каждому элементу штыревого изолятора и подвесной гирлянды подводят напряжение 50 кВ.

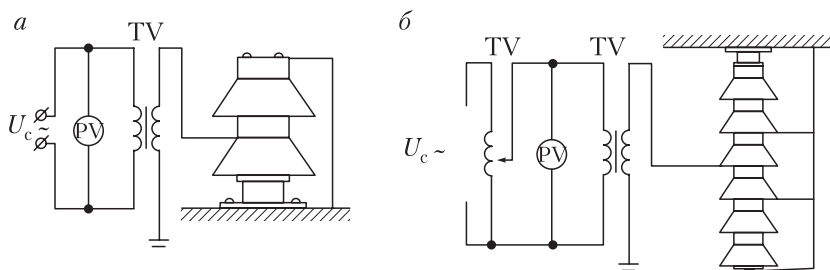


Рис. 4.4. Схема испытания повышенным переменным напряжением:  
а — опорного изолятора; б — подвесной гирлянды изолятора

Для выявления дефектов опорных и подвесных изоляторов в условиях эксплуатации определяют, как распределяется напряжение по элементам изоляции. Для этого специальной штангой измеряют напряжение, которое приходится на каждый изолятор гирлянды (колонки) или элемент изолятора (рис. 4.5). Если в гир-

лянде есть дефектный изолятор, распределение напряжения резко меняется. Изолятор необходимо заменить, если измеренное на нем напряжение снизилось по сравнению с напряжением на годном изоляторе в 1,5–2 раза.

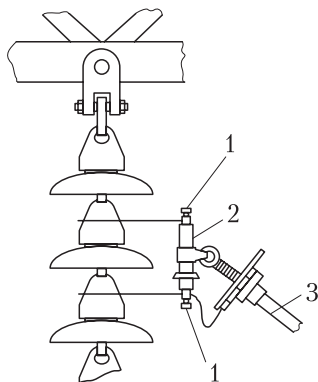


Рис. 4.5. Контроль состояния изолятора с помощью измерительной штанги:

- 1 — щуподержатели; 2 — коромысло (трубка с изолятором);  
3 — изолирующая часть штанги

**Особенности испытания вентильных разрядников.** Разрядники при эксплуатации необходимо проверять ежегодно. Перед включением в сеть и после ремонта оборудования, к которому разрядники присоединены без разъединителей, сопротивление измеряют мегомметром с напряжением 2,5 кВ. Если сопротивление изменяется на 30 % и более, то измеряют ток проводимости при выпрямленном напряжении. Резкое снижение тока указывает на обрыв цепи шунтирующих резисторов, а его увеличение — на нарушение герметизации керамических резисторов в результате проникновения влаги в полость разрядника.

Для разрядников напряжением 6 кВ пробивное напряжение должно быть 14...19 кВ, для разрядников напряжением 10 кВ — в пределах 24...32 кВ. При эксплуатации значения пробивных напряжений могут отличаться от указанных на +5...–10 %.



## 4.2. Эксплуатация трансформаторных подстанций

### 4.2.1. Конструктивное исполнение трансформаторной подстанции

**Трансформаторная подстанция (ТП)** — электрическая подстанция, предназначенная для преобразования электрической энергии одного напряжения в электрическую энергию другого напряжения с помощью трансформаторов.

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

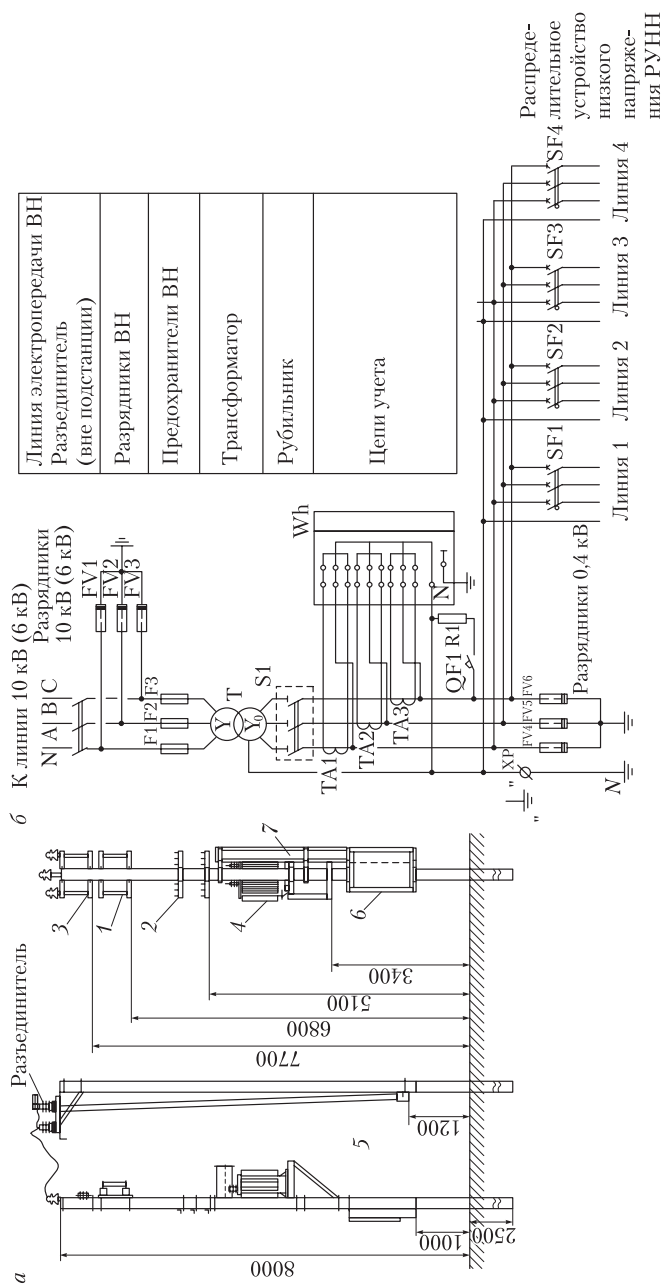
**Комплектная трансформаторная подстанция столбовая (КТПС)** (рис. 4.6) предназначена для приема, преобразования и распределения электрической энергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц в системах с глухозаземленной нейтралью трансформатора на стороне низшего напряжения в сельских электрических сетях.

Для поддержания работоспособности КТПС необходимо производить периодические осмотры и техническое обслуживание как самой КТПС, так и составных ее частей и комплектующей аппаратуры.

Периодические осмотры КТПС следует производить не реже 1 раза в год. При этом необходимо проверить:

- ☐ состояние цепей заземления;
- ☐ состояние изоляции;
- ☐ наличие смазки на трущихся поверхностях. Обратить внимание на наличие смазки в соединениях, обеспечивающих запирание дверей шкафа НН;
- ☐ целостность лакокрасочных покрытий;





- состояние контактных соединений подключения воздушных линий высокого напряжения и отходящих линий;

- отсутствие разрядов по поверхности изоляции и коронирования.

При периодических осмотрах КТПС следует проверить внешним осмотром состояние комплектующей аппаратуры:

- штыревых и опорных изоляторов — на отсутствие внешних механических повреждений, целостность маркировки, на отсутствие загрязнения поверхности;

- ограничителей перенапряжения — на отсутствие механических повреждений и загрязнения;

- предохранителей — на отсутствие механических повреждений патронов предохранителей, плотность прилегания контактных скоб, исправность замков контактов, на отсутствие загрязнения поверхности фарфоровых изоляторов и патронов предохранителей;

- силового трансформатора — на отсутствие следов течи масла в баке маслорасширителя, целостность лакокрасочных покрытий, на отсутствие механических повреждений изоляторов и загрязнения их поверхности;

- разъединителя — на отсутствие внешних механических повреждений изоляторов и целостность армировки, на отсутствие загрязнения изолирующих частей, наличие смазки на трущихся поверхностях, состояние узлов сочленения рычагов и тяг приводов.

Внеочередные технические осмотры КТПС и находящегося в ней электрооборудования производят после протекания по главным цепям тока короткого замыкания.

Техническое обслуживание КТПС и комплектующей аппаратуры производят в сроки, предусмотренные руководствами по эксплуатации на эту аппаратуру.

Комплектные трансформаторные подстанции мачтового типа служат для приема, преобразования и распределения электроэнергии трехфазного переменного тока частотой 50 Гц с номинальным напряжением 6(10) кВ на стороне высокого напряжения и 0,4 кВ на стороне низкого напряжения.

*Комплектная трансформаторная подстанция мачтового типа* (рис. 4.7) используется для электроснабжения сельскохозяйственных, жилых, промышленных и других объектов.

Эксплуатационно-профилактические работы на трансформаторных подстанциях проводят с целью предупредить или устра-

нить повреждения и дефекты. В объем этих работ входят систематические осмотры, профилактические измерения и проверки.

Плановые осмотры ТП делают в дневное время по утвержденному графику не реже 1 раза в 6 мес.

Внеочередные осмотры выполняют после аварийных отключений питающих линий, при перегрузках оборудования, резком изменении погоды и стихийных явлениях (мокрый снег, гололед, ураган и т.п.).

Контрольные осмотры проводит инженерно-технический персонал не реже 1 раза в год. Их совмещают с приемкой объектов для работы в зимних условиях и осмотрами воздушных линий напряжением 10 или 0,38 кВ.

Технические осмотры ТП проводят, не снимая напряжения, а при необходимости частично или полностью отключая оборудование.

При техническом осмотре мачтовых подстанций с земли контролируют состояние предохранителей, разъединителей и их приводов, изоляторов; крепление проводов к шинам, заземлителей и контактов; крепление и взаимное расположение проводов высшего и низшего напряжений; состояние элементов конструкции подстанции, сооружений из древесины и железобетона, наличие предупредительных плакатов; целостность замков и лестниц. При осмотрах КТП дополнительно проверяют, не загрязнены ли поверхности металлических корпусов и шкафов, насколько плотно закрываются двери и исправны ли их запоры, в каком состоянии находятся опорные фундаменты.

При осмотрах оборудования ТП и КТП необходимо проверить:

□ нет ли следов перекрытия и разрядов на изоляторах и изоляционных тягах выключателей нагрузки, разъединителей и их приводов; положение ножей в неподвижных контактах; внешний вид дугогасящих ножей и камер выключателей; положение рукояток приводов; исправность гибкой связи между ножами и вводными зажимами разъединителей типа РЛНД;



Рис. 4.7. КТП мачтового типа

□ соответствие плавких вставок предохранителей типа ПК параметрам защищаемого оборудования; целость и исправность патронов, правильность их расположения и закрепления в неподвижных контактах; состояние и положение указателей срабатывания предохранителей;

□ нет ли следов перекрытия на поверхности разрядников, правильность их установки; состояние внешних искровых промежутков трубчатых разрядников и расположение зон выпуска газов;

□ нет ли сколов, трещин и следов перекрытия на поверхности проходных, опорных и штыревых изоляторов;

□ нет ли следов нагрева на поверхности контактов, в местах присоединения к оборудованию и в соединениях шин РУ напряжением 10 кВ, состояние покраски и крепление шин;

□ состояние кабельных муфт и воронок, качество их заземления; нет ли следов подтекания мастики; целость наконечников; наличие маркировки; состояние кабельных приямков и проходов через стены;

□ нет ли следов копоти, перегрева или плавления на контактах ручных и автоматических выключателей и предохранителей РУ напряжением 0,4 кВ; состояние трансформаторов тока, реле защиты и разрядников РВН-0,5; целость плавких вставок предохранителей и их соответствие параметрам потребителей; исправность фотореле; целость пломб и защитных стекол на приборах учета и измерения; состояние контактов и крепление шин.

Если необходимо устранить замеченные неисправности до очередного текущего или капитального ремонта, эксплуатационный оперативный персонал проводит профилактические выборочные ремонты, заменяя отдельные элементы и детали.

#### 4.2.2. Эксплуатация силовых трансформаторов

В соответствии с п. 5.2.1 ТКП 181–2009 установка и эксплуатация силовых трансформаторов и реакторов должна осуществляться согласно ПУЭ и нормам технологического проектирования.

Их надежная работа должна обеспечиваться поддержанием в пределах установленных норм нагрузки, уровня напряжения, температуры и характеристик масла, параметров изоляции. Устройства охлаждения, регулирования напряжения, защиты, маслохозяйство

и другие элементы должны содержаться в исправном состоянии. Уровень масла в расширителе неработающего трансформатора (реактора) должен находиться на отметке, соответствующей температуре масла трансформатора (реактора) в данный момент. Обслуживающий персонал должен вести наблюдение за температурой верхних слоев масла по термосигнализаторам и термометрам, которыми оснащаются трансформаторы с расширителем, а также за показаниями мановакуумметров у герметичных трансформаторов, для которых при повышении давления в баке выше 50 кПа ( $0,5 \text{ кгс/см}^2$ ) нагрузка должна быть снижена.

Стационарные установки пожаротушения должны находиться в состоянии готовности к применению в аварийных ситуациях и подвергаться проверкам по утвержденному графику. Гравийная засыпка маслоприемников трансформаторов (реакторов) должна содержаться в чистом состоянии и по мере необходимости промываться. При образовании на гравийной засыпке твердых отложений от нефтепродуктов толщиной более 3 мм, появлении растительности или невозможности его промывки должна осуществляться замена гравия.

На баках трехфазных трансформаторов наружной установки должны быть указаны подстанционные номера. На группах однофазных трансформаторов и реакторов подстанционный номер указывается на средней фазе. На баки группы однофазных трансформаторов и реакторов наносится расцветка фаз.

Трансформаторы и реакторы наружной установки окрашиваются в светлые тона краской, устойчивой к атмосферным воздействиям и воздействию трансформаторного масла.

На дверях трансформаторных пунктов и камер с наружной и внутренней сторон должны быть указаны подстанционные номера трансформаторов, а также с наружной стороны должны быть предупреждающие знаки. Двери должны быть постоянно закрыты на замок.

Включение в сеть трансформатора (реактора) должно осуществляться толчком на полное напряжение.

Для каждой электроустановки в зависимости от графика нагрузки с учетом надежности питания потребителей и минимума потерь должно определяться число одновременно работающих трансформаторов.

В распределительных электрических сетях напряжением до 20 кВ включительно измерения нагрузок и напряжений трансформаторов производят в первый год эксплуатации не менее 2 раз — в период максимальных и минимальных нагрузок, в дальнейшем — по необходимости.

Нейтрали обмоток напряжением 110 кВ и выше трансформаторов и реакторов должны работать, как правило, в режиме глухого заземления. Иной режим работы нейтралей трансформаторов напряжением 110 кВ и способы их защиты устанавливает энергоснабжающая организация.

При автоматическом отключении трансформатора (реактора) действием защит от внутренних повреждений трансформатор (реактор) можно включать в работу только после осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных дефектов (повреждений).

В случае отключения трансформатора (реактора) от защит, действие которых не связано с его внутренним повреждением, он может быть включен вновь без проверок. При срабатывании газового реле на сигнал должен быть произведен наружный осмотр трансформатора (реактора) и отбор газа из реле для анализа и проверки на горючесть.

Допускается параллельная работа трансформаторов (автотрансформаторов) при условии, что ни одна из обмоток не будет нагружена током, превышающим допустимый ток для данной обмотки.

Параллельная работа трансформаторов разрешается при следующих условиях:

- ☐ группы соединений обмоток одинаковы;
- ☐ соотношение мощностей трансформаторов не более 1 : 3;
- ☐ коэффициенты трансформации отличаются не более чем на  $\pm 0,5\%$ ;
- ☐ напряжения короткого замыкания отличаются не более чем на  $\pm 10\%$ ;
- ☐ фазировка трансформаторов произведена.

Для выравнивания нагрузки между параллельно работающими трансформаторами с различными напряжениями короткого замыкания допускается в небольших пределах изменение коэффициента трансформации путем переключения ответвлений при условии, что ни один из трансформаторов не будет перегружен.

Для масляных и сухих трансформаторов, а также трансформаторов с жидким негорючим диэлектриком допускаются систематические перегрузки, значение и длительность которых регламентируются инструкциями заводов-изготовителей.

В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды. Для масляных и сухих трансформаторов эти данные приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

**Зависимость допустимой длительности перегрузки масляных трансформаторов от кратности перегрузки**

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

Устройства регулирования напряжения под нагрузкой должны быть в работе, как правило, в автоматическом режиме. Их работа должна контролироваться по показаниям счетчиков числа операций.

По решению ответственного за электрохозяйство потребителя допускается дистанционное переключение РПН с пульта управления, если колебания напряжения в сети находятся в пределах норм. Переключения под напряжением вручную (с помощью рукоятки) не разрешаются.

На трансформаторах, оснащенных переключателями ответвлений обмоток без возбуждения (далее — ПБВ), правильность выбора коэффициента трансформации должна проверяться не менее 2 раз в год — перед наступлением зимнего максимума и летнего минимума нагрузки.

Осмотр трансформаторов (реакторов) без их отключения должен производиться в следующие сроки:

□ главных понижающих трансформаторов подстанций с постоянным дежурством персонала — 1 раз в сутки;

□ остальных трансформаторов электроустановок с постоянным дежурством персонала — 1 раз в неделю и без постоянного дежурства персонала — 1 раз в месяц;

□ на трансформаторных пунктах — не реже 1 раза в 6 мес.

Внеочередные осмотры трансформаторов (реакторов) производятся:

□ при появлении сигнала неисправности трансформатора;

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

□ при работе газовой защиты на сигнал, а также при отключении трансформатора (реактора) газовой или (и) дифференциальной защитой.

Текущие ремонты трансформаторов (реакторов) производятся по мере необходимости. Периодичность текущих ремонтов устанавливает технический руководитель.

Капитальные ремонты (планово-предупредительные — по типовой номенклатуре работ) должны проводиться:

□ трансформаторов 110 кВ и выше мощностью 125 МВА и более, а также реакторов и основных трансформаторов собственных нужд электростанций — не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию с учетом результатов диагностического контроля, в дальнейшем — по мере необходимости;

□ остальных трансформаторов — в зависимости от их состояния и результатов диагностического контроля.

Внеочередные ремонты трансформаторов (реакторов) должны выполняться, если дефект в каком-либо их элементе может привести к отказу. Решение о выводе трансформатора (реактора) в ремонт принимает руководитель или ответственный за электрохозяйство.

Испытание трансформаторов и реакторов и их элементов, находящихся в эксплуатации, должно производиться в соответствии с нормами испытания электрооборудования, согласно приложению Б к ТКП 181–2009 и заводским инструкциям. Результаты испытаний оформляются актами или протоколами и хранятся вместе с документами на данное оборудование.



Трансформатор (реактор) должен быть аварийно выведен из работы:

- при сильном неравномерном шуме и потрескивании внутри трансформатора;
- ненормальном и постоянно возрастающем нагреве трансформатора при нагрузке ниже номинальной и нормальной работе устройств охлаждения;
- выбросе масла из расширителя или разрыве диафрагмы выхлопной трубы;
- течи масла с понижением его уровня ниже уровня маслостекла. Трансформаторы выводятся из работы также при необходимости немедленной замены масла по результатам лабораторных анализов.

На каждую трансформаторную подстанцию (далее — ТП) 10/0,4 кВ, находящейся за территорией потребителя, должны быть нанесены ее наименование, адрес и телефон владельца.

### 4.2.3. Испытания трансформаторов

После капитального ремонта без смены обмоток в объем испытаний входят:

- химический анализ и испытание из бака трансформатора и вводов;
- измерение сопротивления обмоток постоянному току при всех положениях переключателя ответвлений. Измерения производятся мостовым методом или методом амперметра-вольтметра (рис. 4.8) с использованием источника питания (ИП) постоянного тока. Ток при измерениях, как правило, не должен превышать 20 % номинального тока обмотки. Величины сопротивлений обмоток разных фаз не должны отличаться друг от друга более чем на 2 %;
- измерение коэффициента трансформации на всех ответвлениях (рис. 4.9). При измерении коэффициента трансформации напряжение подается со стороны обмотки высшего напряжения. Обычно подаваемое напряжение составляет 380 или 220 В и легко поддается измерению как на стороне высшего, так и на стороне низшего напряжения;

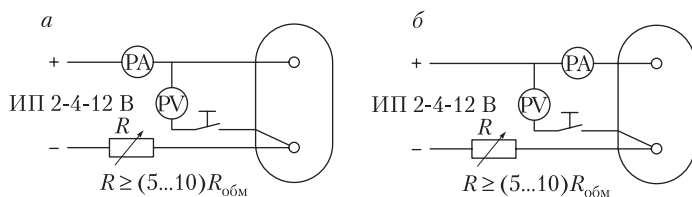


Рис. 4.8. Схема измерения сопротивления постоянному току обмотки трансформатора методом амперметра-вольтметра:

а — для малых сопротивлений; б — для больших сопротивлений

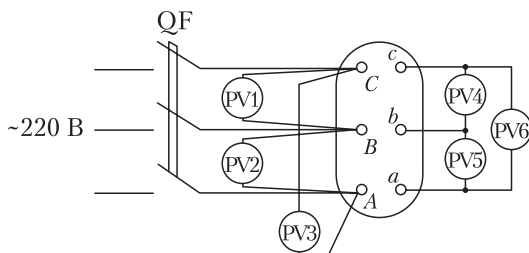


Рис. 4.9. Схема для измерения коэффициента трансформации трехфазного силового трансформатора

□ измерение сопротивления изоляции доступных стяжных болтов, яровых балок и испытание изоляции стяжных болтов повышенным напряжением. Величина сопротивления изоляции не нормируется, рекомендуемое значение — не менее 10 МОм. Допускается снижение сопротивления изоляции не более чем на 50 % исходной величины. Изоляция стяжных болтов должна выдерживать испытательное напряжение переменного тока до 2000 В в течение 1 мин;

□ измерение характеристик изоляции. Производится при температуре изоляции не ниже 10 °С до начала и после окончания капитального ремонта. В число основных измерений входят: измерение сопротивления изоляции обмоток трансформатора (рис. 4.10) и определение коэффициента абсорбции (допустимые значения равны, как и для вновь вводимого трансформатора после монтажа). Коэффициент абсорбции при температуре 10...30 °С для неувлажненных обмоток напряжением 35 кВ и ниже должен быть не менее 1,3, а для обмоток 110 кВ и выше — 1,5...2;

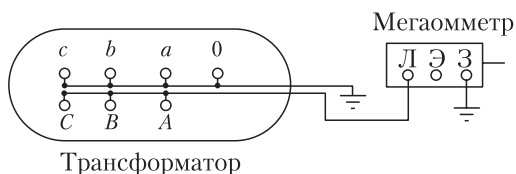


Рис. 4.10. Схема для определения сопротивления изоляции обмоток трансформатора

- измерение емкости обмоток при частотах 2 и 50 Гц и определение отношения  $C_2/C_{50}$ ;
- измерение тангенса угла диэлектрических потерь обмоток и вводов.

Изоляционные характеристики за время капитального ремонта трансформатора могут изменяться по сравнению с характеристиками, которые были до ремонта.

По результатам измерений делают заключение о состоянии и необходимости сушки изоляции. Считается возможным включение трансформатора в работу без сушки, если измерения по окончании ремонта покажут, что сопротивление изоляции понизилось, но не более чем на 40 %, отношение  $C_2/C_{50}$  возросло более чем на 10 %,  $\text{tg}\delta$  возрос не более чем на 30 %. Если изменение хотя бы одной из этих характеристик не выходит за пределы, указанные в табл. 4.5, то сушка не производится. Во всех остальных случаях изоляция подвергается сушке.

Таблица 4.5

**Допустимые параметры изоляции масляных трансформаторов**

Характеристика изоляции трансформатора	Температура, °C						
	10	20	30	40	50	60	70
$\text{tg}\delta$ , %	2,5	3,5	5,5	8,0	11,0	15,0	20,0
	2,0	2,5	4,0	6,0	8,0	12,0	16,0
$C_2/C_{50}$	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7	1,8
	1,1	1,2	1,3	1,4	1,5	1,6	1,7

*Примечание.* В числителе приведены данные для напряжения обмотки ВМ 35 кВ или ниже, в знаменателе — для напряжения выше 35 кВ.

#### 4.2.4. Испытание главной изоляции повышенным напряжением

Испытание изоляции обмоток вместе с выводами повышенным напряжением (рис. 4.11) состоит в приложении к каждой из обмоток испытательного напряжения промышленной частоты. Величина испытательного напряжения выбирается по ГОСТ 1516.1–76 в зависимости от номинального напряжения испытываемой обмотки, типа трансформатора, а также от условий (заводских или эксплуатационных), в которых проводился ремонт, и от того, заменились ли при этом обмотки и изоляция. Напряжение при испытаниях быстро доводят до 40 %  $U$ , а затем плавно снижают со скоростью не более чем 3 %  $U_{\text{исп}}$  в 1 с. После истечения 1 мин снижение напряжения разрешается производить со скоростью до 25 %  $U_{\text{исп}}$  в течение 5 с, а затем можно отключить напряжение. Трансформатор считают выдержавшим испытание, если не наблюдались частичные разряды или пробой изоляции.

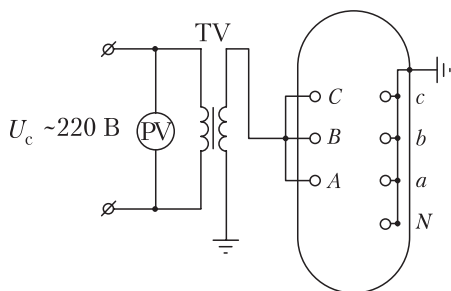


Рис. 4.11. Схема испытания изоляции обмоток трансформатора повышенным напряжением промышленной частоты

При ремонте трансформатора с разборкой активной части объем испытаний увеличивается. Производится испытание активной стали магнитопровода, определяются группы соединения обмоток, измеряются ток и потери холостого хода, а также потери холостого хода, потери в обмотках и напряжение КЗ. Эти испытания проводятся в соответствии с Нормами испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей.

**Испытание изоляции повышенным напряжением частоты 50 Гц.** Испытание изоляции обмоток маслонаполненных транс-

форматоров при вводе их в эксплуатацию и капитальных ремонтах без смены обмоток и изоляции не обязательно. Испытание изоляции сухих трансформаторов обязательно.

При капитальном ремонте с полной заменой обмоток и изоляции испытание повышенным напряжением обязательно для всех типов трансформаторов. Значение испытательного напряжения равно заводскому. При капитальном ремонте с частичной сменой изоляции или при реконструкции трансформатора значение испытательного напряжения равно 0,9 заводского.

Значения испытательных напряжений приведены в табл. 4.6 и 4.7.

Сухие трансформаторы испытываются по нормам для облегченной изоляции. Продолжительность приложения испытательного напряжения составляет 1 мин.

Таблица 4.6

**Испытательные напряжения промышленной частоты  
герметизированных силовых трансформаторов, кВ**

Класс напряжения трансформатора, кВ	На заводе-изготовителе	При вводе в эксплуатацию	В эксплуатации
3	10	9,0	8,5
6	20	18,0	17,0
10	28	25,2	23,8
15	38	34,2	32,3
20	50	45,0	42,5

**Испытание изоляции конструктивных элементов.** Испытывается изоляция доступных стяжных шпилек, бандажей, полубандажей ярем и прессующих колец относительно активной стали и ярмовых балок, а также ярмовых балок относительно активной стали и электрических экранов относительно обмоток и магнитопровода.

Испытания при вводе в эксплуатацию производятся в случае вскрытия трансформатора для осмотра активной части.

Значение испытательного напряжения — 1 кВ промышленной частоты 50 Гц. Продолжительность испытания — 1 мин.

Допускается проводить испытания 2,5 кВ выпрямленным напряжением в течение 1 мин.

Таблица 4.7

**Испытательные напряжения промышленной частоты электрооборудования классов напряжения до 110 кВ с нормальной и облегченной изоляцией, кВ**

Электрооборудования, кВ	Класс напряжения					
	Силовые трансформаторы, шунтирующие и дугогасящие реакторы			на заводе-изготовителе		перед вводом в эксплуатацию и в эксплуатации
	на заводе-изготовителе	при вводе в эксплуатацию	в эксплуатации			другие виды изоляции
До 0,69	5,0/3,0	4,5/2,7	4,3/2,6	2,0	1	1
3	18,0/10,0	16,2/9,0	15,3/8,5	24,0	24,0	21,6
6	25,0/16,0	22,5/14,4	21,3/13,6	32,0(37,0)	32,0(37,0)	28,8(33,3)
10	35,0/24,0	31,5/21,6	29,8/20,4	42,0(48,0)	42,0(48,0)	37,8(43,2)
15	45,0/37,0	40,5/33,3	38,3/31,5	55,0(63,0)	55,0(63,0)	49,5(56,7)
20	55,0/50,0	49,5/45,0	46,8/42,5	65,0(75,0)	65,0(75,0)	58,5(67,5)
35	85,0	76,5	72,3	96,0(120,0)	95,0(120,0)	85,5(108,0)
110						238,5

*Примечания:* 1. Испытательные напряжения, указанные в виде дробей, распространяются на электрооборудование: с нормальной (числитель), с облегченной (знаменатель) изоляцией. 2. Испытательные напряжения для аппаратов и КРУ распространяются как на их изоляцию относительно земли и между полюсами, так и на промежутки между контактами с одним или двумя (цифра в скобках) разрывами на полюс. 3. Если электрооборудование на заводе-изготовителе было испытано напряжением, отличающимся от указанного, испытательные напряжения при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации должны быть соответственно скорректированы.

**Испытание изоляции цепей защитной и контрольно-измерительной аппаратуры, установленной на трансформаторе.** Испытание производится на полностью собранных трансформаторах. Испытывается изоляция (относительно заземленных частей и конструкций) цепей с присоединенными трансформаторами тока, газовыми и защитными реле, маслоуказателями, отсечным клапаном и датчиками температуры при отсоединенных разъемах манометрических термометров, цепи которых испытываются отдельно.

Значение испытательного напряжения — 1 кВ. Продолжительность испытания — 1 мин.

Значение испытательного напряжения при испытаниях манометрических термометров — 750 В. Продолжительность испытания — 1 мин.

**Измерение сопротивления обмоток постоянному току.** Измерение производится на всех ответвлениях, если в паспорте трансформатора нет других указаний.

Сопротивления обмоток трехфазных трансформаторов, измеренные на одинаковых ответвлениях разных фаз при одинаковой температуре, не должны отличаться более чем на 2 %. Если из-за конструктивных особенностей трансформатора это расхождение может быть большим и об этом указано в заводской технической документации, следует руководствоваться нормой на допустимое расхождение, приведенной в паспорте трансформатора.

Значения сопротивления обмоток однофазных трансформаторов после температурного пересчета не должны отличаться более чем на 5 % от исходных значений.

Перед измерением сопротивления обмоток трансформаторов, снабженных устройствами регулирования напряжения, следует произвести не менее трех полных циклов переключения.

Измерения в процессе эксплуатации проводятся при неудовлетворительных результатах хроматографического анализа.

**Проверка коэффициента трансформации.** Проверка производится при вводе в эксплуатацию и при капитальных ремонтах со сменой обмоток или разборкой схемы обмоток трансформаторов.

Коэффициент трансформации, измеренный при вводе трансформатора в эксплуатацию, не должен отличаться более чем на 2 % от значений, измеренных на соответствующих ответвлениях других фаз, и от исходных значений, а коэффициент, измеренный

при капитальном ремонте, не должен отличаться более чем на 2 % от коэффициента трансформации, рассчитанного по напряжениям ответвлений.

**Проверка группы соединения обмоток трехфазных трансформаторов и полярности выводов однофазных трансформаторов.** Проверка группы соединений производится при вводе в эксплуатацию и при капитальных ремонтах со сменой обмоток или разборкой схемы обмоток трансформаторов.

Группа соединений должна соответствовать указанной в паспорте трансформатора, а полярность выводов — обозначениям на крышке трансформатора.

**Измерение потерь холостого хода.** Измерения производятся у трансформаторов мощностью 1000 кВА и более при напряжении, подводимом к обмотке низшего напряжения, равном указанному в протоколе заводских испытаний (паспорте). У трехфазных трансформаторов потери холостого хода измеряются при однофазном возбуждении по схемам, применяемым на заводе-изготовителе.

У трехфазных трансформаторов при вводе в эксплуатацию и при капитальном ремонте соотношение потерь на разных фазах не должно отличаться от соотношений, приведенных в протоколе заводских испытаний (паспорте), более чем на 5 %.

Отличие измеренных значений от исходных данных в процессе эксплуатации не должно превышать 30 %, а соотношения потерь — 10 %

Если перед этими измерениями проводились работы, связанные с протеканием по обмоткам постоянного тока или через трансформатор протекал ток несимметричного КЗ, то перед проведением измерений при малом напряжении необходимо снять остаточное намагничивание магнитной системы трансформатора. Допускается не производить размагничивание, когда соотношения потерь не отличаются более чем на 5 % по сравнению с предыдущими.

**Переключающие устройства с РПН (регулирование под нагрузкой).** Оценка состояния переключающих устройств при вводе трансформаторов в эксплуатацию и капитальном ремонте производится в соответствии с требованиями ПТЭ.

Круговые диаграммы РПН типа РНТ-9 и РНТ-13, работающих в автоматическом режиме, снимаются 1 раз в два года.



**Испытание бака на плотность.** Испытаниям подвергаются все трансформаторы, кроме герметизированных и не имеющих расширителя.

Испытание производится:

□ у трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно — гидравлическим давлением столба масла, высота которого над уровнем заполненного расширителя составляет 0,6 м, за исключением трансформаторов с волнистыми баками и пластинчатыми радиаторами, для которых высота столба масла принимается равной 0,3 м;

□ у трансформаторов с пленочной защитой масла — созданием внутри гибкой оболочки избыточного давления воздуха 10 кПа;

□ у остальных трансформаторов — созданием избыточного давления азота или сухого воздуха 10 кПа в надмасляном пространстве расширителя.

Продолжительность испытания во всех случаях — не менее 3 ч.

Температура масла в баке при испытаниях трансформаторов напряжением до 110 кВ включительно — не ниже 10 °С, остальных — не ниже 20 °С.

Трансформатор считается маслоплотным, если осмотром после испытания течь масла не обнаружена.

**Проверка устройств охлаждения.** Проверка устройств охлаждения при вводе в эксплуатацию и в эксплуатации трансформаторов производится в соответствии с инструкцией по эксплуатации системы охлаждения, входящей в комплект заводской технической документации на данный трансформатор.

**Проверка и испытания газового реле, реле давления и струйного реле.** Проверка и испытания производятся в соответствии с инструкциями по эксплуатации соответствующих реле.

**Испытание трансформаторов включением на номинальное напряжение.** Трансформатор включают толчком на номинальное напряжение на время не менее 30 мин. После включения трансформатор прослушивают и наблюдают за его состоянием. При появлении внутри трансформатора ненормального шума и потрескиваний его немедленно отключают для выяснения причин ненормальной работы.

При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию.

Включение трансформаторов производится на время не менее 30 мин. В течение этого времени осуществляется прослушивание и наблюдение за состоянием трансформатора. В процессе испытаний не должны иметь место явления, указывающие на неудовлетворительное состояние трансформатора.

**Измерение параметров изоляции.** К параметрам изоляции относятся: сопротивление  $R_{60}$ , коэффициент абсорбции  $K_{абс} = R_{60}/R_{15}$ , тангенс угла диэлектрических потерь  $\operatorname{tg} \delta$ , отношения  $C_2/C_{50}$  и  $\Delta C/C$ .

Сопротивление изоляции трансформатора измеряют мегомметром на напряжение 2,5 кВ при температуре изоляции не ниже 10 °С и не ранее чем через 12 ч после заполнения трансформатора маслом. При проведении измерения напряжение мегомметра прикладывают к испытываемой обмотке и к заземленному баку.

Показания мегомметра отсчитывают через 15 ( $R_{15}$ ) и 60 ( $R_{60}$ ) секунд и определяют по ним коэффициент абсорбции  $K_{абс} = R_{60}/R_{15}$ .

Полученные значения  $R_{60}$  и  $K_{абс}$  сравнивают с нормируемыми значениями. Например, в соответствии с установленными нормами  $R_{60}$  при температуре 10 °С для трансформаторов мощностью до 6,3 МВА и напряжением до 35 кВ включительно сопротивление должно быть не ниже 450 МОм, а коэффициент абсорбции иметь величину не ниже 1,3 и не снижаться по отношению к заводскому его значению более чем на 30 %.

**Измерение тангенса угла диэлектрических потерь.** Тангенс угла диэлектрических потерь  $\operatorname{tg} \delta$  измеряют с помощью мостов переменного тока (типа Р-595 и аналогичных). Полученные значения  $\operatorname{tg} \delta$  сравнивают с нормируемыми. Так, например, для трансформатора мощностью до 6,3 МВА напряжением до 35 кВ при температуре 10 °С должно быть обеспечено условие  $\operatorname{tg} \delta \leq 1,2$ .

При измерении  $R_{60}$  и  $\operatorname{tg} \delta$  при температурах, отличающихся от заводских, полученные значения необходимо привести к заводской температуре с помощью умножения на поправочные коэффициенты, имеющиеся в инструкции «Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию (РД 16.363–87)». Полученные при пересчете значения  $R_{60}$  и  $\operatorname{tg} \delta$  не должны отличаться от паспортных более чем на 25 %.

**Определение степени увлажненности изоляции.** Степень увлажненности изоляции кроме характеристик  $\operatorname{tg} \delta$ ,  $R_{60}$  и  $K_{абс}$  оценивается

измерением отношений  $\Delta C/C$  и  $C_2/C_{50}$  с помощью приборов ЕВ-3, ПКВ-7, ПКВ-8.

Значения  $\Delta C/C$  не нормируются, но вносятся в протокол наладки для учета при дальнейших эксплуатационных испытаниях. Для увлажненной изоляции отношение  $C_2/C_{50}$  близко к 2, а для неувлажненной должно приближаться к 1.

#### 4.2.5. Фазировка трансформатора

В соответствии с ТКП 181–2009, п. 5.2.33 параллельная работа трансформаторов разрешается при следующих условиях: группы соединений обмоток одинаковы; соотношение мощностей трансформаторов не более 1 : 3; коэффициенты трансформации отличаются не более чем на  $\pm 0,5\%$ ; напряжения короткого замыкания отличаются не более чем на  $\pm 10\%$ ; фазировка трансформаторов произведена.

*Под фазировкой трансформатора* понимают проверку тождественности фаз включаемого трансформатора и сети (или другого трансформатора) при включении на параллельную работу.

Она осуществляется на низшем напряжении трансформаторов с помощью вольтметров с пределом измерений, равным двойному значению линейного напряжения. Процесс фазировки заключается в измерении напряжения между разноименными фазами трансформаторов и определении отсутствия напряжения между одноименными фазами.

Для получения замкнутого электрического контура при выполнении измерений фазлируемые обмотки следует предварительно соединить в одной точке, у обмоток с заземленной нейтралью такой точкой является соединение нейтралей через землю. У обмоток с изолированной нейтралью перефазировкой соединяют любые два вывода фазлируемых обмоток.

При фазировке трансформаторов с заземленными нейтральями (рис. 4.12, а) измеряют напряжение между выводом  $a_1$  и тремя выводами  $a_2$ ,  $b_2$ ,  $c_2$ , затем между выводом  $b_1$  и этими же тремя выводами и, наконец, между  $c_1$  и все теми же тремя выводами.

При фазировке трансформаторов без заземленных нейтралей (рис. 4.12, б) последовательно устанавливают перемычку сначала между выводами  $a_2$ – $a_1$  и измеряют напряжение между выводами  $b_2$ – $b_1$  и  $c_2$ – $c_1$ , затем устанавливают перемычку между выводами

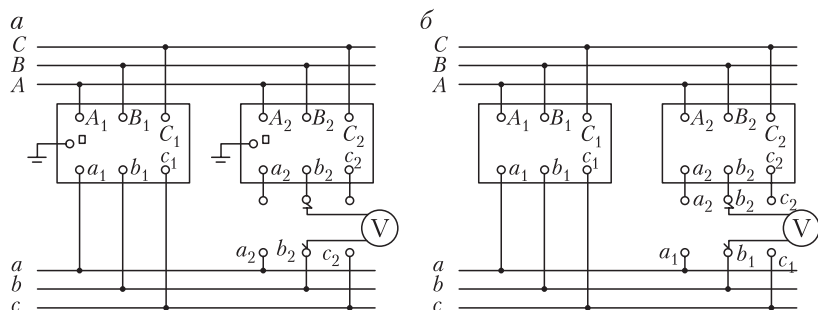


Рис. 4.12. Схемы фазировки трансформаторов для включения их на параллельную работу:

*а* — с заземленными нейтралями; *б* — без заземленных нейтралей

$b_2-b_1$  и замеряют напряжение между выводами  $a_2-a_1$  и  $c_2-c_1$ , и наконец, устанавливают перемычку между выводами  $c_2-c_1$  и замеряют напряжение между выводами  $a_2-a_1$  и  $b_2-b_1$ . Для параллельной работы трансформаторов соединяются те выводы, между которыми нет напряжения. Если при измерении окажется, что между одноименными фазами  $a_1-a_2$ ;  $b_1-b_2$ ;  $c_1-c_2$  напряжения отсутствуют, а между одной из одноименных и противоположными разноименными фазами  $a_1-b_2$ ;  $a_1-c_2$ ;  $b_1-a_2$ ;  $b_1-c_2$ ;  $c_1-a_2$ ;  $c_1-b_2$  напряжения есть и они примерно одинаковы, то фазировка выполнена верно и трансформатор можно включить в сеть или на параллельную работу с другим трансформатором.

#### 4.2.6. Испытание трансформаторного масла

Пробу масла берут через выпускной кран бака при температуре масла не ниже  $5^{\circ}\text{C}$ . Масло отбирают в чистую стеклянную посуду с притертой пробкой.

После отбора пробы масла производят его испытания, определяя показатели, приведенные в п. 1–6 табл. 1.8.42 ПУЭ. В число показателей входят следующие: пробивное напряжение; содержание механических примесей, взвешенного угля; кислотность; наличие воды; температура вспышки масла. Эти показатели, за исключением пробивного напряжения, определяются при лабораторных испытаниях и исследованиях, проводимых в химической лаборатории, куда отправляется проба масла.

У трансформаторов I и II габаритов, прибывающих на монтаж заполненными маслом, при наличии удовлетворяющих нормам показателей заводского испытания, проведенного не более чем за 6 мес. до включения трансформатора в работу, масло проверяется на пробы и отсутствие механических примесей.

Отсутствие механических примесей производится визуально, а пробивное напряжение определяется с помощью аппаратов АИИ-70, АМИ-80 и АИМ-90.

Испытания проводят в помещении при температуре воздуха  $20 \pm 5$  °С и относительной влажности  $65 \pm 15$  %. Пробе масла дают отстояться, за это время ее температура должна сравняться с температурой воздуха в помещении. Испытательный сосуд с электродами должен быть высушен и промыт испытуемым маслом. Расстояние между электродами устанавливают равным 2,5 мм. Заливают в сосуд отобранную пробу масла, помещают его в аппарат и дают маслу отстояться в течение 10 мин. Затем включают аппарат с соблюдением мер безопасности и плавно со скоростью 1...2 кВ/с повышают напряжение между электродами до пробоя, отмечаемого падением стрелки вольтметра до нуля. Повторяют это испытание шесть раз, после каждого пробоя из промежутка между электродами стеклянной палочкой удаляют обугленные частицы масла и дают ему отстояться в течение 5 мин. Пробивное напряжение определяют как среднее арифметическое из пяти последних значений пробивного напряжения. Пробивное напряжение масла до заливки его в трансформатор должно быть: для трансформаторов на напряжение до 15 кВ — 30 кВ, на напряжение от 15 до 35 кВ — 35 кВ, на напряжение от 60 до 220 кВ — 45 кВ; после заливки (проба, взятая из трансформатора) — соответственно на 5 кВ ниже. При неудовлетворительных результатах испытаний масло должно заменяться сухим или сушиться.

#### **4.2.7. Испытание включением толчком на номинальное напряжение**

Трансформатор включают толчком на номинальное напряжение на время не менее 30 мин. После включения трансформатор прослушивают и наблюдают за его состоянием. При появлении внутри

трансформатора ненормального шума и потрескиваний его немедленно отключают для выяснения причин ненормальной работы.

При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию.

#### 4.2.8. Тепловизионный контроль состояния трансформаторов

Тепловизионный контроль производится у трансформаторов напряжением 110 кВ и выше.

**Термография** (получение тепловых изображений) — метод, который позволяет изучать явления, связанные с пространственным распределением тепла в исследуемых объектах и изменением этого распределения во времени.

Инфракрасное излучение является частью оптического излучения и занимает в спектре электромагнитных колебаний диапазон от 0,76 до 1000 мкм.

Инфракрасный контроль желательно проводить при отсутствии солнца (в облачную погоду или ночью), предпочтительно перед восходом солнца, при минимальном воздействии ветра в период максимальных токовых нагрузок, лучше весной — для уточнения объема ремонтных работ и (или) осенью — в целях оценки состояния электрооборудования перед зимним максимумом нагрузки. На рис. 4.13 приведен принцип организации системы инфракрасной диагностики.

При проведении ИК-контроля должны учитываться следующие факторы:

- ☐ коэффициент излучения материала;
- ☐ солнечная радиация;
- ☐ скорость ветра;
- ☐ расстояние до объекта и угол наблюдения;
- ☐ значение токовой нагрузки;
- ☐ тепловое отражение и т.п.

*Систематические погрешности* заключены в конструкции измерительного прибора и зависят от его выбора в соответствии с требованиями к совершенству измерения (разрешающей способности, поля наблюдения и т.п.).

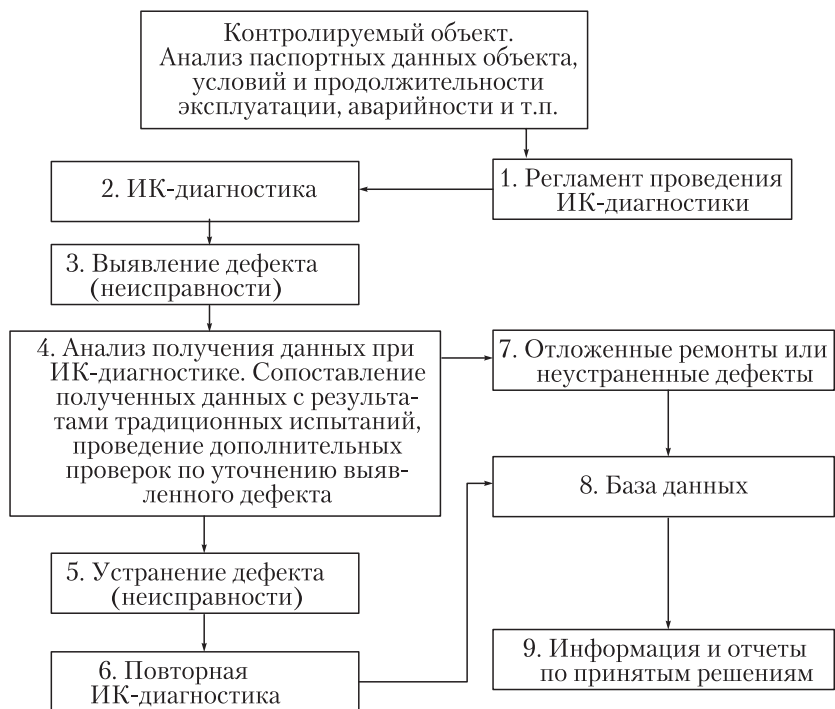


Рис. 4.13. Принцип организации системы инфракрасной диагностики

*Случайными погрешностями*, возникающими при проведении ИК-контроля, могут быть: воздействие солнечной радиации, излучательная способность и др.

Инфракрасная диагностика силовых трансформаторов позволяет выявить следующие неисправности:

- возникновение магнитных полей рассеяния в трансформаторе за счет нарушения изоляции отдельных элементов магнитопровода (консоли, шпильки и т.п.);
- нарушение в работе охлаждающих систем (маслонасосов, фильтров, вентиляторов и т.п.) и оценка их эффективности;
- изменение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора (образование застойных зон) в результате шламообразования, конструктивных просчетов, разбухания или смещения изоляции обмоток (особенно у трансформаторов с большим сроком службы);

- нагревы внутренних контактных соединений обмоток низкого напряжения с выводами трансформатора;
- витковое замыкание в обмотках встроенных ТТ;
- ухудшение контактной системы некоторых исполнений РПН и т.п.

#### 4.2.9. Сушка трансформаторов

В условиях эксплуатации необходимость высушить трансформатор возникает в случае отсыревания изоляции обмоток или после ремонта с полной или частичной сменой обмотки или изоляции. В последнем случае сушка производится независимо от значения сопротивления изоляции.

Необходимость сушки трансформаторов определяется следующим: а) трансформаторы напряжением 35 кВ и ниже, прошедшие капитальный ремонт, могут быть включены без сушки, если их выемная часть находилась в воздухе с влажностью не выше 75 % не более 24 ч; б) если же во время ремонта температура выемной части поддерживается выше температуры воздуха не менее чем на 3...5 °С, то допустимая продолжительность пребывания выемной части в воздухе утраивается; в) трансформатор может быть вскрыт для ремонта при условии, если температура окружающего воздуха приблизительно равна температуре верхних слоев масла трансформатора или ниже ее; при относительной влажности воздуха ниже 75 % температура верхних слоев масла перед вскрытием трансформатора должна быть выше температуры воздуха не менее чем на 10 °С.

Определение необходимости сушки трансформаторов после капитального ремонта, выемная часть которых находилась в воздухе дольше указанного выше срока или при повышенной влажности, производится на основании соответствующих измерений сопротивления изоляции, емкости и тангенса угла диэлектрических потерь. Включение масляных трансформаторов без сушки после монтажа возможно лишь при соблюдении определенных условий. Наиболее эффективным способом сушки выемной части трансформатора является сушка в собственном баке с применением вакуума и нагревом методом потерь в стали бака. Возможна



сушка трансформатора таким же способом без применения вакуума, но с вентиляцией выемной части горячим воздухом для удаления влаги.

Сушку можно также производить и в специально изготовленном утепленном шкафу горячим воздухом, подаваемым воздуходувкой. Сушка изоляции небольших трансформаторов может производиться методом инфракрасного облучения. В качестве источника инфракрасного облучения применяются специальные лампы, а при их отсутствии — обычные осветительные лампы.

Применявшаяся ранее сушка изоляции обмоток трансформаторов масловаркой является неэффективной и, кроме того, вызывает порчу масла, поэтому этот способ сушки запрещен.

Перед сушкой удаляют масло из бака и вытирают его насухо. На выемной части трансформатора устанавливают термометры сопротивления или термодатчики для контроля температуры. Выемную часть опускают в бак и закрывают крышкой. Бак трансформатора утепляют двумя слоями асбестовых листов толщиной 4...5 мм, закрепляемых шпагатом или лентой (применение проволоки не рекомендуется); утепление может производиться также листами стеклоткани. Кроме того, для уменьшения потерь тепла рекомендуется поместить трансформаторы в утепленную камеру.

Поверх изоляции бака наматывают намагничивающую обмотку. При отсутствии утепления намагничивающую обмотку наматывают на деревянные рейки толщиной 3...5 см. Если трансформатор снабжен съемными радиаторами, то их снимают. У трансформаторов с трубчатыми или ребристыми баками намагничивающую обмотку укладывают по боковой поверхности поверх труб или ребер, но можно укладывать ее через дно и крышку бака. Чтобы получить более равномерное распределение температуры, намагничивающую обмотку наматывают на нижнюю часть бака, занимая 40...60 % высоты бака; внизу бака витки располагают ближе друг к другу. Для намагничивающей обмотки используют провод с асбестовой изоляцией марки ПДА; возможно применение проводов и других марок (ПР, ПРТО), но в последнем случае нагрузку током уменьшают до 60...70 % допустимой при нормальной прокладке.

В качестве источника питания намагничивающей обмотки может служить сварочный трансформатор. В процессе сушки выемную часть трансформатора вентилируют для удаления влаги

с помощью вентилятора, отсасывающего воздух через один из люков в крышке трансформатора или через отверстие для изолятора. Воздух поступает в бак через фланец маслосливного крана. Можно устроить и естественную вентиляцию путем установки на крышке бака вертикальной трубы высотой 2...2,5 м. Воздух в утепленную камеру поступает через отверстие в ее нижней части. Температура бака должна повышаться постепенно, рост температуры не должен превосходить 30...40 °С/ч. Температура горячего воздуха внутри бака должна поддерживаться на уровне 100...105 °С. Регулирование температуры производится либо изменением числа витков намагничивающей обмотки, либо ее периодическим отключением. В первом случае нужно сделать одну-две отпайки от намагничивающей обмотки. Для более интенсивной сушки рекомендуется периодически снижать температуру до 50...60 °С и снова повышать ее до 100...105 °С.

Во время сушки ведется журнал, в который каждый час записывают показания всех термометров, силу тока, напряжение и число витков намагничивающей обмотки; каждые 2 ч — сопротивление изоляции между обмотками и по отношению к корпусу. Об окончании сушки судят по форме кривой сопротивления изоляции (она аналогична форме кривой сопротивления изоляции при сушке электрических машин). Сушка считается законченной, если сопротивление изоляции обмоток при установившейся температуре 100...105 °С имеет устойчивое значение в течение 6...8 ч. После сушки производят осмотр выемной части, удаляют термометры, проверяют и затягивают крепления; после этого выемную часть опускают в бак, который заполняют чистым, сухим трансформаторным маслом.

#### **4.2.10. Эксплуатация устройств релейной защиты, электроавтоматики, телемеханики и вторичных цепей**

Силовое электрооборудование подстанций, электрических сетей и электроустановок потребителя должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено средствами электроавтоматики

и телемеханики в соответствии с установленными правилами (п. 5.7 ТКП 181–2009).

Техническое обслуживание, испытания и измерения устройств релейной защиты автоматики и телемеханика (РЗАиТ) и их вторичных цепей должен осуществлять, как правило, персонал служб релейной защиты, автоматики и измерений (лабораторий) потребителя. Для обслуживания устройств РЗАиТ, установленных у потребителя, возможно привлечение специализированных организаций.

Предельно допустимые нагрузки питающих элементов электрической сети по условиям настройки релейной защиты и с учетом возможных эксплуатационных режимов должны согласовываться потребителем с диспетчерской службой энергоснабжающей организации и периодически пересматриваться.

Уставки устройств РЗА линий связи потребителя с энергоснабжающей организацией, а также трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанциях потребителя, находящихся в оперативном управлении или в оперативном ведении диспетчера энергоснабжающей организации, должны быть согласованы с соответствующей службой РЗА энергоснабжающей организации. При выборе уставок должна обеспечиваться селективность действия с учетом наличия устройств автоматического включения резерва (далее — АВР) и автоматического повторного включения (далее — АПВ).

Перед вводом в эксплуатацию принятых устройств РЗАиТ 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 электрооборудования и аппаратов и т.д.) — монтажной организацией;
- протоколы наладки и испытаний — наладочной организацией или лабораторией потребителя.

На каждое устройство РЗАиТ, находящееся в эксплуатации, у потребителя должна храниться следующая техническая документация:

- паспорт-протокол;

- методические указания или инструкция по техническому обслуживанию;
- технические данные и параметры устройств в виде карт или таблиц уставок (или характеристик);
- принципиальные, монтажные или принципиально-монтажные схемы.

Результаты периодических проверок при техническом обслуживании устройства должны быть внесены в паспорт-протокол (подробные записи, в особенности по сложным устройствам РЗАТ и ПА, рекомендуется вести в рабочем журнале).

Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей устройств РЗАиТ 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, а выходных цепей телеуправления и цепей питания напряжением 220 В устройств телемеханики — не ниже 10 МОм. Сопротивление изоляции вторичных цепей устройств РЗАиТ, 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 РЗАиТ, выходных цепей телеуправления и цепей питания 220 В измеряется мегомметром на 1000...2500 В, а цепей устройств РЗА с рабочим напряжением 60 В и ниже и цепей телемеханики — мегомметром на 500 В.

При проверке изоляции вторичных цепей устройств РЗАиТ, содержащих полупроводниковые и микроэлектронные элементы, должны быть приняты меры к предотвращению повреждения этих элементов.

Оперативный персонал должен осуществлять:

- контроль правильности положения переключающих устройств на панелях (шкафах) РЗАиТ и управления, крышек испытательных блоков, а также исправности автоматических выключателей и предохранителей в цепях РЗАиТ и управления;
- контроль состояния устройств РЗАиТ 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);

□ обмен сигналами высокочастотных защит и измерение контролируемых параметров устройств высокочастотного телеотключения, низкочастотных аппаратов каналов автоматики, высокочастотных аппаратов противоаварийной автоматики;

□ измерение тока небаланса в защите шин и напряжения небаланса в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения;

□ завод часов автоматических осциллографов аварийной записи и др.

Периодичность контроля и других операций, а также порядок действия персонала должны устанавливаться местными инструкциями.

#### **4.2.11. Прием в эксплуатацию трансформаторных подстанций**

При вводе в эксплуатацию трансформаторной подстанции приемочная комиссия контролирует наличие: на дверях трансформаторных камер предупредительных плакатов, напоминающих об опасности, которую представляет для человека приближение к трансформатору; на дверях камер и баках силовых трансформаторов — нумерации, позволяющей уменьшить вероятность ошибок при эксплуатации; подъема крышки трансформатора, оборудованного газовой защитой, по направлению к газовому реле для облегчения прохождения газов к реле, а маслопровода от трансформатора по направлению к расширителю; газового реле, установленного горизонтально со стороны, удобной для наблюдения.

В трансформаторных помещениях должна быть предусмотрена необходимая освещенность; все трансформаторы должны быть снабжены термометрами для измерения температуры масла и амперметрами для контроля за нагрузкой (трансформаторы мощностью более 1000 кВА); уровень масла в расширителе должен быть не ниже контрольных отметок; все кнопки, рукоятки и ключи управления должны иметь надписи, указывающие операцию, для

которой они предназначены («Включить», «Отключить», «Прибавить», «Убавить» и т.п.), а сигнальные лампы — надписи, указывающие характер сигнала («Включить», «Отключить» и т.п.).

Жилы проводов и кабелей, присоединяемые к зажимам, должны иметь запас по длине.

На щите управления должны быть предусмотрены запас предохранителей и сигнальных ламп, комплект защитных средств; наличие набора инструментов, аптечки, огнетушителей, ручных фонарей, мегомметра и ключей от всех помещений.

На ПС должны иметься эксплуатационные схемы электрических соединений, утвержденные ответственными за электрохозяйство предприятия. Аварийный запас электрооборудования, частей и деталей для РУ и ПС (масляных выключателей, трансформаторов тока, выключающих катушек для масляных выключателей, изоляторов, разъединителей и т.п.) находится в распоряжении у дежурного.

В КРУ после четырех-пяти пробных вкатываний и выкатываний тележки проверяют состояние выкатных частей, работу блокировок, отсутствие перекосов и заеданий в механической части.

При приемке в эксплуатацию трансформаторы проверяют трех-, пятикратным включением без нагрузки на номинальное напряжение. При включении трансформатора проверяют на слух его работу — для обнаружения отклонений (например, неравномерное гудение). В объем проверок также входит проверка работы газового реле, реле уровня масла, манометрических термометров и их вторичных цепей, стрелочного маслоуказателя и отсечного клапана. При наличии последних — проверка исправности цепей, встро-енных трансформаторов тока (причем их вторичные обмотки должны быть замкнуты на приборы или закорочены).



## ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЗАЗЕМЛЯЮЩИХ УСТРОЙСТВ



### 5.1. Общие сведения

Заземляющие устройства электроустановок предназначены для обеспечения электробезопасности обслуживающего персонала и выполнения в нормальных и аварийных условиях следующих эксплуатационных функций:

- ☐ действие релейных защит от замыкания на землю;
- ☐ действие защит от перенапряжений;
- ☐ отвод в грунт токов молнии;
- ☐ отвод рабочих токов (токов несимметрии и т.д.);
- ☐ защиту изоляции низковольтных цепей и оборудования;
- ☐ снижение электромагнитных влияний на вторичные цепи;
- ☐ защиту подземного оборудования и коммуникаций от токовых перегрузок;
- ☐ стабилизацию потенциалов относительно земли и защиту от статического электричества;
- ☐ обеспечение взрыво- и пожаробезопасности.

В соответствии с ТКП 339–2011 (п. 3.13) **заземление** — преднамеренное электрическое соединение какой-либо точки сети, электроустановки или оборудования с заземляющим устройством.

*Заземление защитное* — заземление, выполняемое в целях электробезопасности (п. 3.14); *заземление функциональное (рабочее, технологическое)* — заземление точки или точек системы, или установки, или оборудования в целях, отличных от целей электробезопасности (п. 3.15).

**Уравнивание потенциалов** — электрическое соединение проводящих частей для достижения равенства их потенциалов. *Защитное уравнивание потенциалов* — уравнивание потенциалов, выполняемое в целях электробезопасности (п. 3.95).

## 5.2. Режимы нейтралей распределительных сетей



Способ заземления нейтрали является важной характеристикой электроустановки. Режим нейтрали определяет:

- ☐ силу тока в месте повреждения и уровень перенапряжений на неповрежденных фазах при однофазном замыкании на землю;
- ☐ схему построения релейной защиты от замыканий на землю;
- ☐ уровень изоляции электрооборудования;
- ☐ выбор аппаратов для защиты от грозовых и коммутационных перенапряжений;
- ☐ бесперебойность электроснабжения;
- ☐ допустимое сопротивление контура заземления подстанции;
- ☐ безопасность персонала и электрооборудования при однофазных замыканиях на землю.

В зависимости от режимов нейтрали электроустановки подразделяются на четыре группы:

- ☐ электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с эффективно заземленной нейтралью (с большими токами замыкания на землю);
- ☐ электроустановки напряжением выше 1 кВ в сетях с изолированной нейтралью (с малыми токами замыкания на землю);
- ☐ электроустановки напряжением до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью;
- ☐ электроустановки с напряжением до 1 кВ с изолированной нейтралью.

*Электрической сетью с эффективно заземленной нейтралью* называется трехфазная электрическая сеть напряжением выше 1 кВ, в которой отношение разности потенциалов между неповрежденной фазой и землей в точке замыкания на землю другой или двух других фаз к разности потенциалов между фазой и землей в этой точке до замыкания не превышает 1,4 (ТКП 339–2011).



*Изолированной нейтралью* называется нейтраль трансформатора или генератора, не присоединенная к заземляющему устройству либо присоединенная к нему через большое сопротивление.

*Глухозаземленная нейтраль* — нейтраль трансформатора или генератора, присоединенная к заземляющему устройству непосредственно.

Сети с напряжением 330, 220, 110 кВ имеют эффективно заземленную нейтраль. Сети 6, 10 и 35 кВ работают с изолированной нейтралью. Сети 660, 380 и 220 В могут работать как с изолированной, так и с заземленной нейтралью.

Наиболее распространены сети 380/220 В, которые соответствии с требованиями правил устройства электроустановок должны иметь глухо заземленную нейтраль.

Рассмотрим схему сети с изолированной нейтралью. На рис. 5.1, *а* изображена схема такой сети трехфазного тока. Обмотка изображена соединенной в звезду, однако все сказанное ниже относится также и к случаю соединения вторичной обмотки в треугольник.

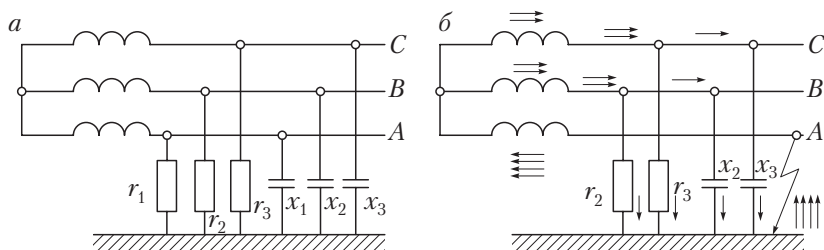


Рис. 5.1. Схема сети трехфазного тока с изолированной нейтралью (а); замыкание на землю в сети с изолированной нейтралью (б)

Проводники имеют связь с землей, обусловленную емкостными токами и активными токами утечки изоляции. Чем больше длина сети, тем большую величину имеют токи утечки и емкостные токи. Если в одной из фаз (например, А) произойдет замыкание на землю, т.е. провод этой фазы будет соединен с землей, то емкостное сопротивление  $x_1$  и активное сопротивление утечки  $r_1$  будут зашунтированы относительно малым сопротивлением замыкания на землю (рис. 5.1, б). Теперь под воздействием линейного напряжения сети  $u_{\text{л}}$  через место замыкания и землю будут проходить токи утечки и емкостные токи двух исправных фаз. Пути прохождения тока на рисунке показаны стрелками.

Замыкание, показанное на рис. 5.1, б, называется **однофазным замыканием на землю**, а возникающий при этом аварийный ток — **током однофазного замыкания**.

В сетях с изолированной нейтралью напряжением до 1000 В токи утечки и емкостные токи обычно невелики. Они зависят от состояния изоляции и длины сети. Даже в разветвленной сети они находятся в пределах нескольких ампер и ниже. Поэтому эти токи, как правило, недостаточны для расплавления плавких вставок или отключения автоматических выключателей.

При напряжениях выше 1000 В основное значение имеют емкостные токи, они могут достигать нескольких десятков ампер (если не предусмотрена их компенсация). Однако в этих сетях отключение поврежденных участков при однофазных замыканиях обычно не применяется, чтобы не создавать перерывов в электрообеспечении. Таким образом, в сети с изолированной нейтралью при наличии однофазного замыкания (о чем сигнализируют приборы контроля изоляции) продолжают работать электроприемники. Это возможно, так как при однофазных замыканиях линейное (междуфазное) напряжение не изменяется и все электроприемники получают энергию бесперебойно. Но при всяком однофазном замыкании в сети с изолированной нейтралью напряжения неповрежденных фаз по отношению к земле возрастают до линейных, а это способствует возникновению второго замыкания на землю в другой фазе. Образовавшееся двойное замыкание на землю создает серьезную опасность для людей. Следовательно, любая сеть с наличием в ней однофазного замыкания должна рассматриваться как находящаяся в аварийном состоянии, так как общие условия безопасности при таком состоянии сети резко ухудшаются.

### **5.3. Режимы заземления нейтрали в электрических сетях напряжением 6...35 кВ**



В настоящее время в мировой практике в сетях среднего напряжения (6...35 кВ) используются следующие способы заземления нейтрали: изолированная (незаземленная) нейтраль; глухозаземленная; заземленная через резистор (низкоомный или высокоомный).

В режиме изолированной нейтрали нейтраль трансформатора или генератора не присоединена к заземляющему устройству (контуру заземления). Преимуществами такого режима являются отсутствие необходимости в немедленном отключении однофазного замыкания на землю и малый ток в месте повреждения, определяемый емкостью линии относительно земли. Недостатки состоят в следующем:

- возможность возникновения множественных повреждений электрооборудования из-за пробоев изоляции, связанных с дуговыми перенапряжениями;
- снижение срока службы изоляции из-за накопления в ней дефектов под действием длительных перенапряжений;
- необходимость выполнения изоляции электрооборудования относительно земли на линейное напряжение;
- сложность обнаружения места повреждения на линии;
- опасность поражения электрическим током людей и животных.

По этим причинам признано целесообразным применять заземление нейтрали в линиях с малыми токами замыкания на землю через резистор или через резистор и дугогасящий реактор. Главная цель *высокоомного резистивного заземления* нейтрали сети — ограничение дуговых перенапряжений и феррорезонансных явлений при одновременном обеспечении длительной работы сети при однофазном замыкании на землю (на время поиска и отключения поврежденного присоединения оперативным персоналом).

Ограничение перенапряжения при дуговом замыкании на землю достигается за счет уменьшения постоянной времени разряда емкости неповрежденных фаз во время бестоковой паузы ( $t_{\text{п}}$ ) с помощью специально установленного резистора  $R_N$  (рис. 5.2), обеспечивающего уменьшение активного сопротивления цепи протекания тока нулевой последовательности. Резистор  $R_N$  включается с помощью трансформатора заземления нейтрали (ТЗН) со схемой соединения обмоток  $Y/\Delta$  одним из двух способов: в первом случае резистор включается между нулевой точкой обмотки высокого напряжения ТЗН и контуром заземления (рис. 5.2, *а*), во втором — нейтраль обмотки высокого напряжения соединяют с землей, а резистор включается во вторичную обмотку трансформатора (рис. 5.2, *б*).

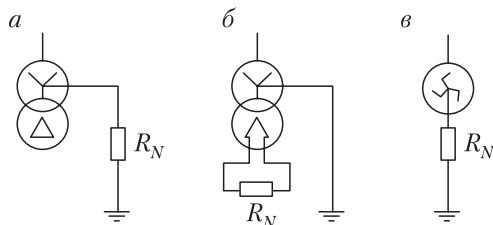


Рис. 5.2. Варианты включения резистора в сеть через ТЗН

Для обеспечения полного разряда емкостей фаз за время  $t_{\text{п}}$ , равное 0,008...0,01 с, сопротивление резистора выбирают из условия, чтобы активная составляющая тока замыкания на землю  $I_R$  была равна или больше емкостной составляющей  $I_c$ :  $I_R > I_c$ . Исходя из этого условия сопротивление резистора  $R_N$  для схемы рис. 5.2, а определяют по формуле

$$R_N \leq \frac{u_{\text{в.н}}}{\sqrt{3}I_c}, \quad (5.1)$$

а для схемы рис. 5.2, б — по формуле

$$R_N \leq \frac{27u_{\text{в.н}}}{\sqrt{3}K^2I_c}, \quad (5.2)$$

где  $u_{\text{в.н}}$  — линейное напряжение стороны высшего напряжения трансформатора, В;  $I_c$  — емкостный ток однофазного замыкания на землю, А;  $K$  — коэффициент трансформации ТЗН,  $K = u_{\text{в.н}}/u_{\text{н.н}}$ , здесь  $u_{\text{н.н}}$  — линейное напряжение на стороне низшего напряжения трансформатора, В.

Расчетную мощность трансформатора заземления нейтрали и резистора  $R_N$  определяют, используя выражение

$$S \geq \frac{u_{\text{в.н}}^2}{3R_N} \text{ или } S \geq \frac{(3u_{\text{н.н}})^2}{R_{\Delta}}, \quad (5.3)$$

где  $R_{\Delta}$  — сопротивление резистора, Ом, используемого в схеме рис. 5.2, б.

В целях обеспечения электробезопасности в сетях 6...35 кВ применяется и другой способ нормирования сопротивления резистора  $R_N$ : на основе системы нормирования условий электробезопасности по допустимому напряжению прикосновения. В этом

случае электробезопасность обеспечивается за счет быстрого отключения поврежденной линии, что позволяет принимать повышенные допустимые для человека значения напряжения прикосновения. Нормируемая величина сопротивления заземляющего устройства (ЗУ) при этом принимается равной

$$R_{\text{зу}} = \frac{u_{\text{зу}}}{I_{\text{р}}} \leq 10 \text{ Ом}, \quad (5.4)$$

где  $u_{\text{зу}}$  — потенциал относительно заземляющего устройства, который для общего ЗУ электроустановок 6...35 кВ и 0,4 кВ составляет 125 В и для ЗУ 6...35 кВ — 250 В;  $I_{\text{р}}$  — расчетный ток замыкания на землю, А.

На рис. 5.2 приведены возможные варианты включения резистора в сеть, а на рис. 5.3 — обычный вид заземляющего резистора. Как правило, для реализации резистивного заземления нейтрали используют варианты, показанные на рис. 5.2, а и 5.2, в. Вариант, изображенный на рис. 5.2, б, достаточно редкий и требует для своей реализации специального трансформатора.

Все режимы заземления нейтрали через резистор (или, по-другому, резистивное заземление нейтрали) можно разделить на две большие группы с позиции создаваемого активного тока:

□ высокоомное резистивное заземление нейтрали — заземление нейтрали через резистор, при котором суммарный ток в месте замыкания (активный ток резистора плюс емкостный ток сети) не превышает 10 А. Как правило, однофазное замыкание на землю при таком режиме заземления нейтрали можно не отключать и защиты от замыканий на землю действуют на сигнал;

□ низкоомное резистивное заземление нейтрали — заземление нейтрали через резистор, при котором суммарный ток в месте замыкания (активный ток резистора плюс емкостный ток сети) превышает 10 А. Как правило, суммарный ток



Рис. 5.3. Заземляющий резистор

однофазного замыкания при этом режиме заземления нейтрали существенно превышает 10 А и достигает десятков и сотен ампер, что требует действия защит от замыканий на землю на отключение без выдержки времени (или с малой выдержкой).

Указанное деление на высокоомное и низкоомное резистивное заземление в отечественных документах не выполнено. Четкая граница между этими двумя подвидами резистивного заземления нейтрали дана в зарубежных нормативных документах, в частности в IEEE Std 142–1991 «Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems».

В белорусской энергосистеме резистивное заземление нейтрали сетей 6...35 кВ начало применяться с 1999 г. Применение в сетях 6...35 кВ современного оборудования заземления нейтрали (дугогасящих реакторов с шунтирующими низковольтными резисторами и высоковольтных резисторов заземления нейтрали) позволяет существенно повысить надежность работы сетей, автоматизировать процесс поиска поврежденного фидера и снизить аварийность при однофазных замыканиях на землю.



## 5.4. Заземление в сетях 0,4 кВ

В электрических сетях напряжением до 1000 В используется *TN*-система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки присоединены к глухозаземленной нейтрали источника посредством нулевых защитных проводников. Она подразделяется на следующие подсистемы:

□ *TN-C*-система *TN*, в которой нулевой защитный *PE* и нулевой рабочий *N* проводники совмещены в одном проводнике на всем ее протяжении (рис. 5.4);

□ *TN-S*-система *TN*, в которой нулевой защитный и нулевой рабочий проводники разделены на всем ее протяжении (рис. 5.5);

□ *TN-C-S*-система *TN*, в которой функции нулевого защитного и нулевого рабочего проводников совмещены в одном *PEN*-проводнике на головном участке сети и разделены во вводном устройстве (рис. 5.6).

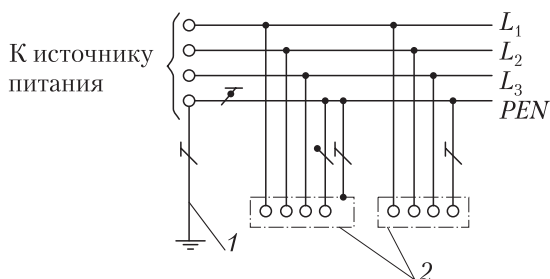


Рис. 5.4. Подсистема *TN-C* переменного и постоянного тока:  
1 – заземлитель нейтрали (средней точки) источника питания;  
2 – открытые проводящие части

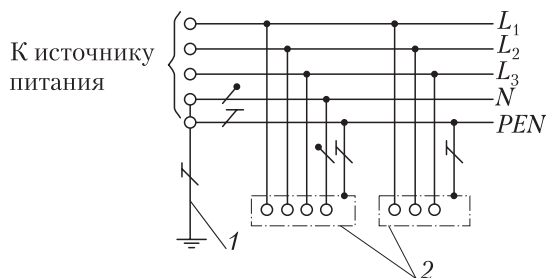
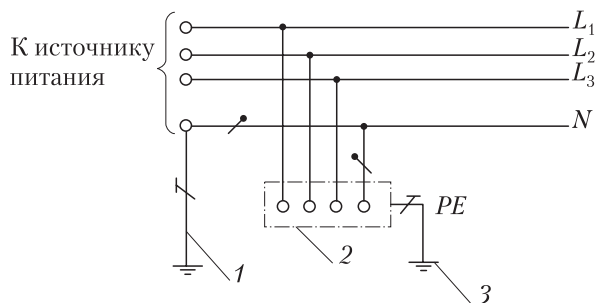
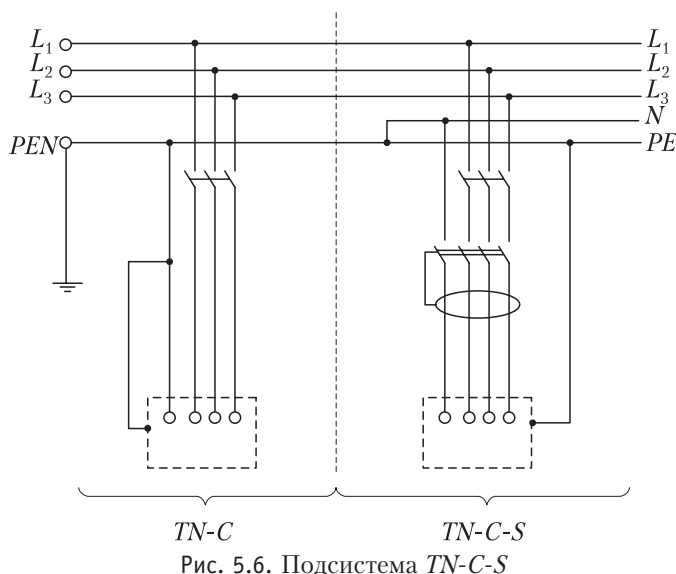


Рис. 5.5. Подсистема *TN-S*

*Первая буква* в обозначениях указывает на характер заземления источника питания: *T* — нейтраль (нулевой рабочий проводник источника питания) непосредственно связана с землей; *I* — нейтраль источника питания соединена с землей через сопротивление; *вторая буква* определяет состояние заземления: *T* — раздельное (местное) заземление источника электропитания и электрооборудования; *N* — источник электропитания заземлен, а заземление потребителей производится только через *PEN*-проводник.

**Система заземления TT.** Система *TT* — система, в которой нейтраль источника питания глухо заземлена, а открытые проводящие части электроустановки заземлены с помощью заземляющего устройства, электрически не зависящего от глухозаземленной нейтрали источника (рис. 5.7).

Питание электроустановок напряжением до 1 кВ от источника с глухозаземленной нейтралью и с заземлением открытых проводящих частей с помощью заземлителя, не присоединенного к ней-



1 — заземлитель источника питания; 2 — открытые проводящие части;  
3 — заземлитель *PE* проводника

трали (система *TT*), допускается только в тех случаях, когда условия электробезопасности в системе *TN* не могут быть обеспечены. Для защиты при косвенном прикосновении в таких электроустановках должно быть выполнено автоматическое отключение питания с обязательным применением устройства защитного отключения (УЗО). При этом должно быть соблюдено условие



$$R_a I_a \leq 50 \text{ В}, \quad (5.5)$$

где  $R_a$  — суммарное сопротивление заземлителя и заземляющего проводника, при применении УЗО для защиты нескольких электроприемников — заземляющего проводника наиболее удаленного электроприемника;  $I_a$  — ток срабатывания защитного устройства.

**Система заземления IT.** Трехпроводные электрические сети с изолированной нейтралью (система IT) применяются на напряжении 380...660 В при необходимости соблюдения повышенных требований электробезопасности (электрические сети угольных шахт, калийных рудников, торфяных разработок, передвижных установок).

В электроустановках системы IT (рис. 5.8) источник питания должен быть изолирован от земли или связан с ней посредством подключения к нейтрали достаточно большого сопротивления. В сети имеется определенное активное сопротивление и емкость по отношению к земле, которые представляют собой путь для тока утечки или тока замыкания на землю. В системе IT значение тока замыкания на землю определяется состоянием изоляции сети относительно земли. При хорошем состоянии изоляции (высоком сопротивлении относительно земли) ток замыкания на землю очень мал. В случае прямого прикосновения человека к токоведущим частям электроустановки ток через тело человека также определяется сопротивлением изоляции и при сопротивлении изоляции выше определенного значения не представляет опасности для жизни.

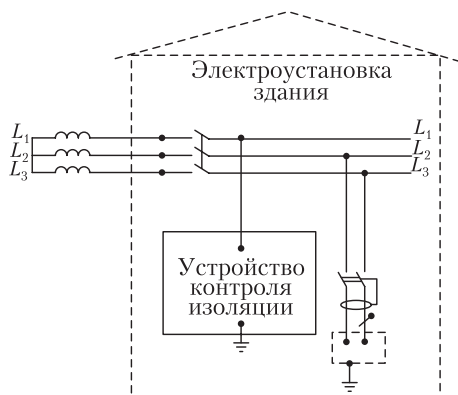


Рис. 5.8. Система заземления IT

Применение УЗО в системе ИТ регламентируется ПУЭ следующим образом: «...В таких электроустановках для защиты при косвенном прикосновении при первом замыкании на землю должно быть выполнено защитное заземление в сочетании с контролем изоляции сети или применены УЗО с номинальным отключающим дифференциальным током не более 30 мА». В электроустановках системы ИТ устройства контроля изоляции подают сигнал при первом замыкании на землю. Если до устранения первого замыкания происходит второе замыкание на землю, то происходит срабатывание УЗО. Основное требование при использовании УЗО — устанавливать его необходимо как можно ближе к электроприемнику. Одновременное функционирование устройств контроля изоляции и УЗО не оказывает влияния на работу каждого из этих устройств.



## 5.5. Параметры заземляющих устройств

Основными параметрами, характеризующими состояние ЗУ, являются:

- сопротивление ЗУ (для электроустановок подстанций, электростанций и опор ВЛ);
- напряжение на ЗУ при стекании с него тока замыкания на землю;
- напряжение прикосновения (для электроустановок выше 1 кВ с эффективно заземленной нейтралью, кроме опор ВЛ).

Дополнительными характеристиками ЗУ, с помощью которых производится оценка его состояния в процессе эксплуатации, являются качество и надежность соединения элементов ЗУ, соответствие сечения и проводимости элементов требованиям ПУЭ и проектным данным, интенсивность коррозионного разрушения.

В соответствии с ТКП 181–2009 для контроля ЗУ в электроустановках до 1 кВ с изолированной нейтралью необходимо производить проверку пробивных предохранителей, а в электроустановках до 1 кВ с глухозаземленной нейтралью — проверку цепи фаза — нуль.

Периодичность проверки параметров ЗУ следующая:

- проверка ЗУ в полном объеме — не реже 1 раза в 12 лет;

□ проверка в той части, где возможно изменение ЗУ в результате проведенных работ, — после монтажа, переустройства и капитального ремонта оборудования на электростанциях, подстанциях и линиях электропередачи;

□ измерение напряжения прикосновения в электроустановках, ЗУ которых выполнено по нормам на напряжение прикосновения, — после монтажа, переустройства и капитального ремонта ЗУ и изменения токов КЗ, но не реже 1 раза в 6 лет (измерения должны выполняться при присоединенных естественных заземлителях и тросах ВЛ);

□ проверка состояния устройств молниезащиты — 1 раз в год перед началом грозового сезона;

□ проверка пробивных предохранителей и цепи фаза — нуль — не реже 1 раза в 6 лет.

При возникновении на территории объекта КЗ или связанных с ним аварийных ситуаций необходимо провести обследование ЗУ в зоне аварии и на прилегающих к ней участках ЗУ.

Рекомендуется проводить проверку состояния ЗУ после реконструкции, в особенности при установке на объекте электронных и микропроцессорных устройств.

## 5.6. Проверка состояния заземляющих устройств



При вводе и в процессе эксплуатации контроль состояния ЗУ необходимо осуществлять путем проверки выполнения элементов ЗУ, соединения заземлителей с заземляемыми элементами и естественных заземлителей с ЗУ, коррозионного состояния элементов ЗУ, находящихся в земле, напряжения на ЗУ электроустановок при стекании с него тока замыкания на землю, состояния пробивных предохранителей, цепи фаза — нуль в электроустановках до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали, а также измерения сопротивления ЗУ электроустановок, заземлителей опор ВЛ и напряжения прикосновения.

Визуальная проверка проводится с целью контроля качества монтажа и соответствия сечения заземляющих проводников требованиям проекта и ПУЭ.

Измерение сечения проводников производится штангенциркулем. Измеренное сечение сравнивается с расчетным. Сечение заземляющих проводников  $S_{з.п}$  (мм<sup>2</sup>) определяется по формуле

$$S_{з.п} \geq I_з \sqrt{\frac{(\tau + 0,1)}{60}}, \quad (5.6)$$

где  $I_з$  — ток замыкания на землю (ток, стекающий в землю через место замыкания), А (для ОРУ подстанций 6...35 кВ — ток двойного замыкания на землю  $I_з^{(1,1)}$ , для ОРУ подстанций 110...1150 кВ — ток однофазного КЗ  $I_з^{(1)}$ );  $\tau$  — время отключения замыкания на землю, с (время действия основной защиты и время работы выключателя).

Особое внимание следует уделить заземляющим проводникам от нейтралей трансформаторов, короткозамыкателей, шунтирующих и дугогасящих реакторов. Их сечение должно соответствовать максимальному для данной подстанции.

При ином времени  $\tau$  допустимый ток  $I_{допт}$  можно определить по выражению

$$I_{допт} = \frac{1,05 I_{доп}}{\sqrt{(\tau + 0,1)}}. \quad (5.7)$$

При визуальном контроле ЗУ проводится проверка болтовых соединений. Болтовые соединения должны быть надежно затянуты, снабжены контргайкой и пружинной шайбой.

Проверку контактных соединений и металлических связей оборудования с ЗУ необходимо осуществлять:

- ☐ в цепи заземления нейтралей трансформаторов;
- ☐ цепи заземления короткозамыкателей;
- ☐ цепи заземления шунтирующих и дугогасящих реакторов;
- ☐ местах соединения грозозащитных тросов с опорами и конструкциями ОРУ;
- ☐ местах соединения заземляемого оборудования с ЗУ.

Контактные соединения проверяются осмотром, простукиванием, а также измерением переходных сопротивлений мостами, микроамметрами и по методу амперметра-вольтметра.

Значение сопротивления контактов не нормируется, но практикой установлено, что качественное присоединение к заземлите-

лю обеспечивается при переходном сопротивлении не более 0,05 Ом.

Проверка металlosвязей оборудования с ЗУ выполняется как на рабочих, так и на нерабочих местах. Если заземляющий проводник не подсоединен к ЗУ (нет связи), измеренное значение напряжения во много раз отличается от значений, измеренных на соседних корпусах оборудования.

Заземляющие устройства энергообъектов подвергаются совместному воздействию грунтовой коррозии и токов короткого и двойного замыкания на землю. Воздействие больших токов ускоряет разрушение естественных и искусственных заземлителей.

На энергообъектах, как правило, разрушаются:

- трубопроводы хозяйственного водоснабжения и аварийного пожаротушения;

- заземляющие проводники в местах входа в грунт, непосредственно под поверхностью грунта;

- сварные соединения в грунте;

- горизонтальные заземлители;

- нижние концы вертикальных электродов.

Разрушения бывают локальные, местные, общие.

Локальные коррозионные повреждения заземляющих проводников выявляются при осмотрах (в основном со вскрытием грунта), а также при измерениях напряжения прикосновения и проверке металlosвязи.

Местная коррозия характеризуется появлением на поверхности проводника отдельных, иногда множественных, повреждений в форме язв или кратеров, глубина и поперечные размеры которых соизмеримы и колеблются в пределах от долей миллиметра до нескольких миллиметров.

Общая коррозия возникает в грунтах с большой коррозионной активностью.

Для сплошной поверхностной коррозии характерно равномерное по всей поверхности проводника проникновение вглубь металла с соответствующим уменьшением размеров поперечного сечения элемента. После механического удаления продуктов коррозии поверхность металла оказывается шероховатой, но без очевидных язв, точек коррозии или трещин.

Количественная оценка степени коррозионного износа производится выборочно по участкам контролируемого элемента ЗУ путем измерения характерных размеров, зависящих от вида коррозии. Эти размеры определяются после удаления с поверхности элемента продуктов коррозии.

Элемент ЗУ должен быть заменен, если разрушено более 50 % его сечения.

Для выявления тенденции коррозии и прогнозирования срока службы заземлителей рекомендуется произвести измерения электрохимического окислительно-восстановительного потенциала, удельного сопротивления грунта и определить наличие блуждающих токов в земле.

## 5.7. Измерение сопротивления ЗУ подстанций и линий электропередачи

**Сопротивление заземляющего устройства** — отношение напряжения на заземляющем устройстве к току, стекающему с заземлителя в землю.

Измерение сопротивления производится без отсоединения грозозащитных тросов, оболочек отходящих кабелей и других естественных заземлителей. Измерения должны выполняться в периоды наибольшего высыхания грунта. При проведении измерений в условиях, отличающихся от указанных, необходимо применять сезонный коэффициент  $K_c$ . Сопротивление  $R_{ЗУ}$  определяется по формуле

$$R_{ЗУ} = K_c R_{ЗУ \text{ изм}}, \quad (5.8)$$

где  $R_{ЗУ \text{ изм}}$ , Ом — сопротивление ЗУ, полученное при измерениях.

Сопротивление ЗУ измеряется по методу амперметра-вольтметра и с помощью специализированных приборов: МРІ-511, ИФН-200, МС-08, М-416, Ф 4103 и др. (табл. 5.1).

Принципиальная схема измерений приведена на рис. 5.9. Токовый и потенциальный электроды следует располагать на одной линии по территории, свободной от линий электропередачи и подземных коммуникаций. Расстояния от подстанции до токового

и потенциального электродов выбираются в зависимости от размеров ЗУ и характерных особенностей территории вокруг подстанции.

Таблица 5.1

**Приборы для измерения электрических параметров ЗУ**

Характеристика объекта	Сопровождение заземлителя	Напряжение прикосновения		Проверка наличия металло-связи
		на территории электро-установки	вне территории электро-установки	
Подстанция 6...10/0,4 кВ, расположенная в городе или на территории промышленного предприятия	МС-08 М-416 Ф 4103 ЭКЗ-01 КДЗ-1 ОНП-1	ПИНП АНЧ-3 ЭКЗ-01 КДЗ-1 ОНП-1	АНЧ-3 ЭКЗ-01 КДЗ-1	ПИНП АНЧ-3 ЭКЗ-01 ЭКО-200 КДЗ-1 ОНП-1
Подстанция 6...10/0,4 кВ, отдельно стоящая, питающаяся от ВЛ 6...10 кВ	МС-08 М-416 Ф 4103 ЭКЗ-01 КДЗ-1 ОНП-1	Ф 4103 ПИНП АНЧ-3 ЭКЗ-01 КДЗ-1 ОНП-1	АНЧ-3 ЭКЗ-01 КДЗ-1	ПИНП АНЧ-3 ЭКЗ-01 ЭКО-200 КДЗ-1 ОНП-1
Подстанция 35/6...10 кВ глубокого ввода в кабельные сети	МС-08 М-416 Ф 4103 ЭКЗ-01 КДЗ-1 ОНП-1	ПИНП АНЧ-3 ЭКЗ-01 ЭКО-200 КДЗ-1 ОНП-1	АНЧ-3 ЭКЗ-01 ЭКО-200 КДЗ-1	ПИНП АНЧ-3 КДЗ-1 ОНП-1
Подстанция 35/6...10 кВ, отдельно стоящая, питающаяся от ВЛ 35 кВ	МС-08 М-416 Ф 4103 ЭКЗ-01 КДЗ-1 ОНП-1	ПИНП АНЧ-3 КДЗ-1 ОНП-1	АНЧ-3 ЭКЗ-01 КДЗ-1	ПИНП АНЧ-3 ЭКЗ-01 ЭКО-200 КДЗ-1 ОНП-1

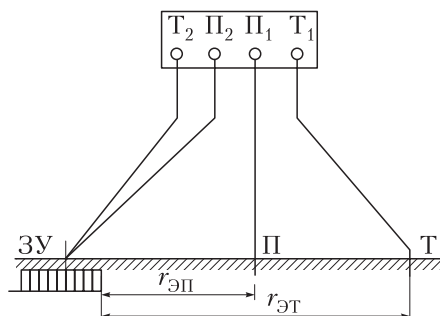


Рис. 5.9. Принципиальная схема измерений сопротивления ЗУ:  
 ЗУ — заземляющее устройство; П — потенциальный электрод;  
 Т — токовый электрод;  $r_{ЭП}$ ,  $r_{ЭТ}$  — сопротивления растеканию тока  
 между ЗУ и электродами

## 5.8. Проверка цепи фаза — нуль в электроустановках до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали



С введением в действие ТКП 181–2009 «Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей» изменились требования к испытанию цепи фаза — нуль в электроустановках до 1 кВ с глухим заземлением нейтрали (система заземления *TN*). Ранее непосредственным измерением или расчетом по величине сопротивления цепи фаза — нуль определялся ток однофазного короткого замыкания (КЗ) и проверялось его превышение по отношению к уставке устройства защиты. Согласно ТКП 181–2009, необходимо проверять время автоматического отключения устройства защиты при однофазном КЗ, которое должно быть не более указанного в ГОСТ 30331.3–95.

Автоматическое отключение питания при замыкании фазного провода на открытую проводящую часть (например, корпус электрооборудования) обеспечивается устройствами защиты от сверхтоков (автоматические выключатели и предохранители) и устройствами защитного отключения (УЗО), реагирующими на дифференциальный ток.



Таким образом, испытание цепи фаза — нуль состоит из двух этапов:

- определение тока однофазного КЗ;
- проверка характеристик устройств защиты от сверхтоков (тока уставки автоматического выключателя и тока плавкого элемента предохранителя) на соответствие требованию отключения за время не более нормированного.

Определение тока однофазного КЗ не вызывает затруднений. Фактически добавляется второй этап.

**Проверка характеристик устройств защиты.** Для передвижного или переносного электрооборудования, питающегося от штепсельных розеток, нормированное время отключения (не более 0,4 с) обеспечивается при использовании автоматических выключателей с расцепителем тока КЗ, если ток однофазного КЗ превышает значение уставки расцепителя с учетом допускаемого отклонения.

Выключателям с характеристиками *B*, *C*, *D* соответствуют диапазоны срабатывания расцепителя тока КЗ, выраженные в виде кратности к номинальному току: *B* (3...5), *C* (5...10), *D* (10...20), при этом максимальная кратность расцепителя составляет соответственно *B* (5), *C* (10), *D* (20). Для выключателей с характеристиками *Z*, *L*, *K* уставка расцепителя тока КЗ — 4, 8, 12, а с учетом погрешности 20 % максимальная кратность расцепителя — соответственно *Z* (4,8), *L* (9,6), *K* (14,4). Для некоторых типов выключателей уставка расцепителя тока КЗ приводится на табличке выключателя в амперах или в виде кратности, при этом ее максимальное значение определяется с учетом погрешности 20 % (ГОСТ Р 50030.2—92, ГОСТ 30011.2—95). При отсутствии заводских данных она принимается согласно ПУЭ:

- для выключателей с номинальным током до 100 А — 1,4;
- для выключателей с номинальным током более 100 А — 1,25.

Время отключения автоматического выключателя расцепителем тока КЗ при его значении, равном или превышающем максимальное значение уставки, составляет не более 0,1 с, т.е. выполняются требования ГОСТ 30331.3—95.

Для распределительной сети требования ГОСТ 30331.3—95 выполняются, если время срабатывания устройства защиты, соответствующее измеренному (расчетному) значению тока однофазного КЗ, не превышает 5 с.

Время срабатывания определяется для величины тока, равной измеренному (расчетному) значению тока однофазного КЗ по времятоковой характеристике, соответствующей температуре 20...30 °С, по верхней кривой, соответствующей максимальному времени срабатывания. Времятоковые характеристики должны быть представлены в виде кривых, построенных изготовителем, в каталогах, технических описаниях и инструкциях по эксплуатации (ГОСТ Р 50030.2—92).

Для автоматических выключателей время срабатывания может быть измерено при прогрузке выключателя током от постороннего источника.

Для стационарного электрооборудования, если время срабатывания устройства защиты, соответствующее измеренному (расчетному) значению тока однофазного КЗ, не превышает 5 с, необходимо также проверить выполнение одного из условий: указанного в формуле  $Z_{РП \cdot PE} \leq 50/U_0 \cdot Z_s$  или наличия уравнивающей связи распределительного пункта (РП) с основной системой уравнивания потенциалов.

Необходимость выполнения этих условий объясняется тем, что при замыкании на корпус электроприемника на корпусах всех остальных, подключенных к этому же РП, появится определенный потенциал. Его величина зависит от полного сопротивления защитного проводника между РП и основной системой уравнивания потенциалов. Таким образом, если величина напряжения прикосновения на корпусе РП более 50 В, ее можно уменьшить, соединяя корпус РП с основной системой уравнивания потенциалов.

Все элементы основной системы уравнивания потенциалов соединены между собой посредством главной заземляющей шины (ГЗШ), роль которой выполняет PE-шина внутри вводно-распределительного устройства (ВРУ) или ГЗШ выполняется вблизи от него. Поэтому точкой присоединения защитного проводника к основной системе уравнивания потенциалов можно считать PE (PEN)-шину ВРУ.

С достаточной для практических целей точностью сопротивление  $Z_{РП \cdot PE}$  может быть определено одним из следующих способов: расчетом или измерением сопротивления защитного проводника либо расчетом по результатам измерения сопротивления цепи фаза — ноль.

Наименее трудоемким представляется определение величины  $Z_{РП \cdot PE}$  по результатам измерения сопротивления цепи фаза — нуль во ВРУ и в РП.

Если сечения фазного и  $PE$  ( $PEN$ )-проводника равны, то

$$Z_{РП \cdot PE} = 0,5(Z_{ВРУ} - Z_{РП}), \text{ Ом},$$

где  $Z_{ВРУ}$  и  $Z_{РП}$  — сопротивление цепи фаза — нуль, измеренное во ВРУ и в РП соответственно.

Если сечение  $PE$  ( $PEN$ )-проводника составляет 50 % от сечения фазного проводника, то

$$Z_{РП \cdot PE} = 0,67(Z_{ВРУ} - Z_{РП}), \text{ Ом}.$$

Если выполнена уравнивающая связь между РП и основной системой уравнивания потенциалов или выполнено условие по формуле

$$Z_{РП \cdot PE} \leq 50/U_0 \cdot Z_s,$$

где  $Z_s$  — полное сопротивление цепи фаза — нуль;  $U_0$  — номинальное напряжение (действующее значение) между фазой и землей, то требования ГОСТ 30331.3—95 считаются выполненными.

Если устройства защиты от сверхтока не обеспечивают отключение питания за нормированное время, то для защиты от косвенного прикосновения должны применяться УЗО или дополнительная система уравнивания потенциалов (для стационарного электрооборудования).

Если выполняется дополнительная система уравнивания потенциалов, то она может охватывать всю установку, ее часть или любой из аппаратов и к ней должны быть присоединены все одновременно доступные прикосновению корпуса электрооборудования, металлические части строительных конструкций и другие сторонние проводящие части.

Использование дополнительной системы уравнивания потенциалов или УЗО не исключает необходимости отключения питания для защиты оборудования от сверхтоков. Конкретные условия по выполнению этого требования в ТКП 181—2009 и в ГОСТ 30331.3—95 не оговорены, поэтому предлагается выполнять требования ПУЭ по превышению тока однофазного КЗ по отношению к номинальному току устройства защиты от сверхтоков.



## 5.9. Документация на ЗУ электроустановки

На каждое ЗУ составляются паспорт и протокол проверки состояния ЗУ.

В паспорте должно быть отражено следующее:

- ☐ дата ввода ЗУ в эксплуатацию (дата реконструкции или ремонта ЗУ);
- ☐ основные параметры заземлителя (материал, профиль, сечение проводников);
- ☐ данные по сопротивлению ЗУ;
- ☐ исполнительная схема ЗУ, выполненная в масштабе, с указанием магистралей искусственного заземлителя, заземляемого оборудования, мест присоединения заземляющих проводников к ЗУ (на исполнительной схеме должны быть показаны все подземные и наземные связи ЗУ);
- ☐ удельное сопротивление грунта;
- ☐ данные по напряжению прикосновения;
- ☐ данные по сопротивлению связи оборудования с ЗУ;
- ☐ степень коррозии искусственных заземлителей;
- ☐ сведения по электромагнитной совместимости;
- ☐ ведомость дефектов, обнаруженных в ходе текущих проверок;
- ☐ сведения по устранению замечаний и дефектов ЗУ;
- ☐ заключение о пригодности ЗУ к эксплуатации.

При вводе вновь сооружаемых объектов, реконструкции или текущей проверке ЗУ проводится комплекс измерений и расчетов, на основании которых определяется состояние ЗУ и его соответствие требованиям нормативных документов.



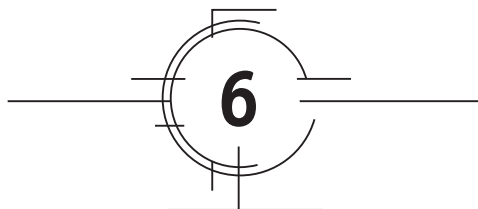
## 5.10. Меры безопасности при контроле ЗУ

Работы по измерениям характеристик ЗУ должны производиться в соответствии с действующими Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Работы по измерениям электрических характеристик следует выполнять по нарядам.

При измерениях на действующих энергообъектах с использованием вынесенных токовых и потенциальных электродов должны приниматься меры защиты от воздействия полного напряжения на заземлителе при стекании с него тока однофазного КЗ на землю.

Персонал, производящий измерения, должен работать в диэлектрических ботах, диэлектрических перчатках, пользоваться инструментом с изолированными ручками.

При сборке измерительных схем следует сначала присоединять провод к вспомогательному электроду (токовому, потенциальному) и лишь затем к соответствующему измерительному прибору.



## ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ



### 6.1. Эксплуатация электродвигателей

---

Электродвигатели, пускорегулирующие устройства и защиты, а также все электрическое и вспомогательное оборудование к ним выбираются и устанавливаются в соответствии с ПУЭ (ТКП 339–2011).

Электрические и механические параметры электродвигателей (номинальные мощность, напряжение, частота вращения, относительная продолжительность рабочего периода, пусковой, минимальный, максимальный моменты, пределы регулирования частоты вращения и т.п.) должны соответствовать параметрам приводимых ими механизмов во всех режимах их работы в данной установке.

В соответствии с п. 5.6 ТКП 181–2009 на электродвигатели и приводимые ими механизмы должны быть нанесены стрелки, указывающие направление вращения. На электродвигателях и пускорегулирующих устройствах должны быть надписи с наименованием агрегата и (или) механизма, к которому они относятся.

При кратковременном перерыве электропитания должен быть исключен самозапуск электродвигателей ответственных механизмов при повторной подаче напряжения для сохранения механизмов в работе по условиям технологического процесса и по условиям безопасности.

Перечень ответственных механизмов, участвующих в самозапуске, должен быть утвержден техническим руководителем потребителя.

Продуваемые электродвигатели, устанавливаемые в пыльных помещениях и помещениях с повышенной влажностью, должны быть оборудованы устройствами подвода чистого охлаждающего воздуха, температура которого и его количество должны соответствовать требованиям заводских инструкций. Плотность тракта охлаждения (корпуса электродвигателя, воздухопроводов, заслонок) должна проверяться не реже 1 раза в год.

Напряжение на шинах распределительных устройств должно поддерживаться в пределах 100...105 % от номинального значения. Для обеспечения долговечности электродвигателей использовать их при напряжении выше 110 и ниже 90 % от номинального не рекомендуется.

При изменении частоты питающей сети в пределах  $\pm 2,5$  % от номинального значения допускается работа электродвигателей с номинальной мощностью. Номинальная мощность электродвигателей должна сохраняться при одновременном отклонении напряжения до  $\pm 10$  % 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 электродвигателей должны быть предусмотрены вольтметры или сигнальные лампы контроля наличия напряжения.

Электродвигатели механизмов, технологический процесс которых регулируется по току статора, а также механизмов, подверженных технологической перегрузке, должны быть оснащены амперметрами, устанавливаемыми на пусковом щите или панели. Амперметры должны быть также включены в цепи возбуждения синхронных электродвигателей. На шкале амперметра должна быть красная черта, соответствующая длительно допустимому или номинальному значению тока статора (ротора).

Электродвигатели 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 электродвигателя в течение времени, определяемого заводской инструкцией для данного типа электродвигателя. Повторные вклю-

чения электродвигателей в случае отключения их основными защитами разрешаются после выяснения причин сбоя работы защит и проведения контрольных измерений сопротивления изоляции.

Вертикальная и поперечная составляющие вибрации (среднеквадратичное значение виброскорости или удвоенная амплитуда колебаний), измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должны превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

Контроль за нагрузкой электродвигателей, щеточным аппаратом, вибрацией, температурой элементов и охлаждающих сред электродвигателя (обмоток и сердечников 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 остановке электродвигателя должен осуществлять персонал подразделения, обслуживающего механизм.

Электродвигатели должны быть немедленно отключены от сети в следующих случаях: при несчастных случаях с людьми; появлении дыма или огня из корпуса электродвигателя, 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 электродвигатели должны быть немедленно отключены, а также определен порядок устранения аварийного состояния и пуска электродвигателей.

Профилактические испытания и ремонт электродвигателей, их съем и установку при ремонте должен проводить обученный электротехнический персонал потребителя или подрядной организации.

Периодичность капитальных и текущих ремонтов электродвигателей определяет технический руководитель потребителя. Как правило, ремонты электродвигателей должны выполняться одновременно с ремонтом технологических агрегатов.

Профилактические испытания и измерения на электродвигателях следует проводить, руководствуясь нормами и объемом испытаний электрооборудования (приложение Б к ТКП 181–2009).



Согласно ПУЭ и в соответствии с ГОСТ 183–74 и 11677–85, электрические машины после их монтажа или капитального ремонта подвергаются приемосдаточным испытаниям; при этом производят: внешний осмотр, проверку схемы соединения обмоток, измерение сопротивления обмоток постоянному току, измерение сопротивления изоляции, испытание электрической прочности изоляции обмоток повышенным напряжением промышленной частоты, пробный пуск электродвигателя, проверку работы электродвигателя на холостом ходу и под нагрузкой. После окончания всех пусконаладочных работ составляют протокол испытаний и дают заключение о пригодности электродвигателя для длительной эксплуатации.

При внешнем осмотре проверяют: соответствие паспортных данных электродвигателя проекту и механизму; наличие всех деталей; отсутствие механических повреждений корпуса, выводной коробки, устройств охлаждения; отсутствие повреждения подводящих проводов (обрывов, изломов, нарушений изоляции и т.д.); отсутствие каких-либо заеданий, царапин, ударов и подобного при вращении вала от руки; наличие заземляющей проводки от электродвигателя до места присоединения к общей сети заземления; правильность внутренних соединений обмоток.

**Проверка схемы соединения обмоток.** Статоры большинства двигателей переменного тока имеют шесть выводов, соответствующих началам и концам фазных обмоток (рис. 6.1).

По стандарту они обозначаются так, как показано в табл. 6.1.

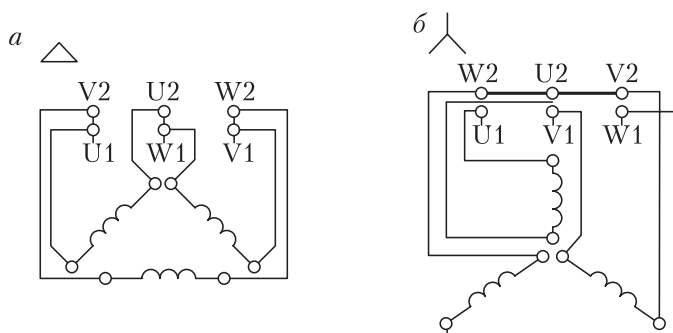


Рис. 6.1. Схемы соединения обмоток электродвигателей переменного тока:  
а — соединение треугольником; б — соединение звездой

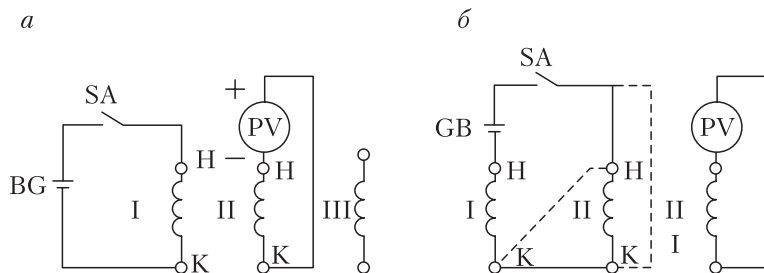
Таблица 6.1

**Обозначение выводов обмоток статора**

Обмотки статора	по ГОСТ 183–74			по ГОСТ 2.709–89		
	I	II	III	I	II	III
Фазы						
Начала	C1	C2	C3	U1	V1	W1
Концы	C4	C5	C6	U2	V2	W2

Обычно буквенные обозначения выводов обмоток электродвигателей выбивают на наконечниках или на бирках, надетых на выводы. При отсутствии маркировки концов обмоток ее необходимо восстановить, для чего предварительно мегомметром определяют принадлежность выводов обмоток к соответствующим фазам и делают пометки с помощью временных картонных бирок: проверяют взаимную их согласованность индукционным методом на постоянном или переменном токе.

К обмотке одной из фаз подключают источник постоянного тока (аккумулятор или сухой элемент), а к другой фазе — милливольтметр (рис. 6.2). В момент включения выключателя в обмотках двух других фаз будет индуцироваться ЭДС, направление которой зависит от направления тока в фазе, в которую подается питание. Путем пересоединения выводов подбирают такое включение милливольтметра, при котором в момент подачи напряжения от батареи стрелка прибора отклонится вправо. В этом положении к «плюсу» батареи и «минусу» вольтметра подключены начала фазных обмоток C1 и C2, а к «минусу» батареи и «плюсу»



вольтметра — концы фазных обмоток С4 и С5. Далее милливольтметр подключают к выводам третьей фазы и аналогично маркируют ее выводные концы (СЗ–С6).

Начала и концы фаз можно определить также с помощью вольтметра переменного тока. Для этого две любые фазы включают в сеть переменного тока пониженного напряжения (рис. 6.3). В третью фазу включают вольтметр. Если две фазы, питаемые от сети, соединены одноименными выводами, показание вольтметра будет равно нулю. Если соединены разноименные выводы, то показание вольтметра не будет равно нулю. Для определения согласованных выводов третьей обмотки вольтметр включают в одну из фаз с уже обозначенными выводами, а две другие фазы соединяют последовательно и включают в сеть переменного тока.

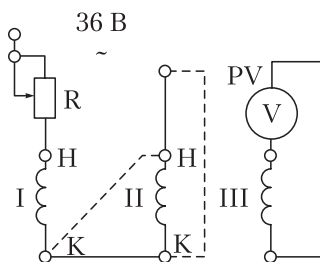


Рис. 6.3. Проверка маркировки выводов обмотки статора с помощью источника переменного тока

Начала и концы фаз можно определить также при последовательном соединении всех трех фаз. Для этого, как и в предыдущем способе, вначале определяют выводы, принадлежащие каждой из трех фаз. Затем концы фазных обмоток соединяют последовательно и включают в сеть (рис. 6.4). Параллельно каждой обмотке включают вольтметр со шкалой 75...150 В при напряжении сети 220 В. При согласном включении обмоток (при соединении в одной точке концов и начал фаз) все вольтметры должны показать одинаковое напряжение. Если же две обмотки включены согласнo, а одна встречно, то вольтметр, присоединенный к ней, покажет большее напряжение по сравнению с другими вольтметрами.

Если обмотки двигателя имеют только три выводных конца, правильность соединения обмоток проверяется путем подачи по-

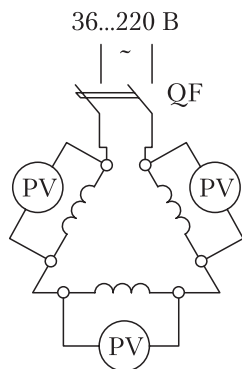


Рис. 6.4. Маркировка выводных концов обмотки статора при последовательном соединении трех фаз

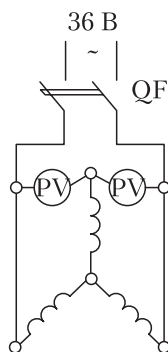


Рис. 6.5. Проверка правильности обмотки двигателя с тремя выводными концами

ниженного напряжения к двум выводам обмотки и замера напряжения между выводами, подключенными к источнику питания, и третьим выводом обмотки (рис. 6.5). При этом способе проверки опыт повторяют трижды, каждый раз заменяя один из выводов обмотки, подключаемой к источнику питания. Если выводные концы обмотки соединены правильно, то напряжения при всех измерениях будут одинаковыми. У крупных электрических машин согласованность обмоток рекомендуется проверять даже при наличии заводской маркировки. Выполняя операции по проверке маркировки и правильности соединения обмотки, необходимо соблюдать общие правила техники безопасности при работе с электрооборудованием.

**Измерение сопротивления обмоток постоянному току.** В практике наладочных работ сопротивление постоянного тока измеряют методом амперметра-вольтметра и одинарного и двойного моста. Для этого используют электроизмерительные приборы класса не ниже 0,5.

Измерение сопротивлений многофазных обмоток при наличии выводов начала и конца всех фаз следует производить пофазно. В случае, если фазы обмотки статора соединены в звезду и не имеют вывода нулевой точки, то измерение сопротивления производится между каждыми двумя выводами (фазами, рис. 6.6). Результат измерения дает сумму сопротивлений двух фаз.

**Измерение сопротивления изоляции.** Согласно ПУЭ, величина сопротивления изоляции не нормируется, но ГОСТ предусматривает, что сопротивление изоляции обмоток машин всех типов должно быть не менее 1 МОм на 1 кВ номинального напряжения. Его можно определить также по выражению

$$R_{60} = \frac{U_n}{1000 + 0,01P_n}, \quad (6.1)$$

где  $U_n$  — номинальное напряжение данной обмотки, кВ;  $P_n$  — номинальная мощность машины, кВт.

О степени влажности изоляции судят по коэффициенту абсорбции  $K_{абс}$ . Следует учесть, что величина  $K_{абс}$  даже при хорошем состоянии изоляции в значительной степени зависит от температуры машины и видов применяемых изоляционных материалов.

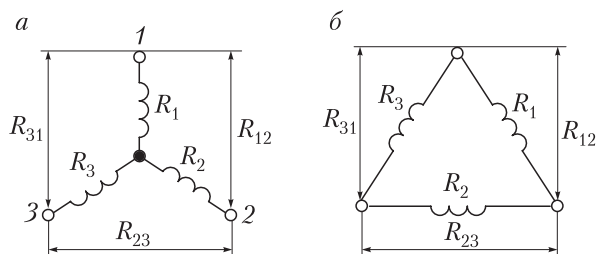


Рис. 6.6. Изменение сопротивления обмотки статора постоянному току при соединении фаз:  
а — в звезду; б — в треугольник

Для неувлажненной обмотки при температуре 10...30 °С  $K_{абс} = 1,3...2,0$ , для увлажненной обмотки он близок к единице.

Понижение сопротивления изоляции обмоток ниже указанных значений вызывается проникновением в толщу изоляции влаги, поверхностной увлажненностью или оседанием токопроводящей пыли на выводах и обмотках. В этих случаях рекомендуется пропустить машину и почистить выводы обмоток и изоляционные детали щеткодержателей, после этого следует повторно измерить сопротивление изоляции. Если окажется, что очистка не помогла, необходимо перед испытанием изоляции обмоток повышенным напряжением провести сушку машины.

**Испытание электрической прочности изоляции обмоток повышенным напряжением промышленной частоты.** Испытание электродвигателей на заводах-изготовителях, а также после капитального ремонта с перемоткой обмоток производят по нормам ГОСТ 183–74 повышенным напряжением переменного тока промышленной частоты строго определенной величины. При приемосдаточных испытаниях после монтажа испытание электродвигателей переменного тока до 1000 В, входящих в схему электропривода, по нормам ПУЭ производить необязательно. Это объясняется тем, что изоляция обмоток имеет значительный запас прочности и при включении новых машин на рабочее напряжение пробоев изоляции практически не бывает. Испытание электродвигателей напряжением до 1000 В высоким напряжением может быть оправдано только в случае длительного хранения их в сыром помещении или при сборке машины.

Испытание повышенным напряжением производят после окончания всех монтажных и наладочных работ, предшествующих пробному пуску.

К началу испытаний убеждаются, что показатели увлажнения обмоток машин удовлетворяют нормам.

Испытание каждой обмотки статора относительно корпуса и двух других заземленных обмоток производят на полностью собранном электродвигателе.

У электродвигателей, не имеющих выводов каждой фазы в отдельности, допускается испытание всей обмотки относительно корпуса.

Для испытаний электродвигателей рекомендуется пользоваться испытательной установкой, позволяющей изменять испытательное напряжение в пределах 6...2000 В при строгом соблюдении правил техники безопасности.

**Пробный пуск и проверка электродвигателя на холостом ходу и под нагрузкой.** После окончания наладочных работ по проверке и испытанию аппаратов, схем управления и испытанию неподвижного электродвигателя производят кратковременный его пуск на 2...3 с с целью проверки: направления вращения, состояния ходовой части, надежности действия отключающих устройств. Кратковременное включение повторяют 2–3 раза, постоянно увеличивая длительность включения. Во всех случаях получения сиг-

нала о неисправностях схемы управления машины или механизма привода электродвигатель немедленно отключается. Если при пробном пуске замечаний нет, то приступают к проверке электродвигателя на холостом ходу и под нагрузкой.

Проверку на холостом ходу производят при отсоединенном механизме. В случае невозможности отсоединения проверяют при незагруженном механизме. Величина тока холостого хода не нормируется. Продолжительность проверки — 1 ч. Одновременно проверяют нагревание подшипников, обмоток в доступных местах и стали, отсутствие заметной вибрации, характер шума подшипников.

После проверки на холостом ходу переходят к проверке под нагрузкой, при этом контролируют токи в каждой фазе. Нагрузка электродвигателя должна быть не менее 50 % номинальной.

В процессе обкатки электродвигателя поддерживают напряжение на шинах в пределах от 100 до 105 % номинального, при этом ток статора не должен превышать номинальный более чем на 5 %.

После пробного включения на 20...30 мин приступают к включению двигателя с механизмом на длительную обкатку в течение 8 ч и более. При этом прирабатываются подвижные узлы механизма, выявляются слабые места схемы управления, электрооборудование проверяется на нагревание.

Двигатели, допускающие только повторно-кратковременный режим работы (например, крановые и др.), соединенные обычно с механизмами, имеющими ограниченный ход, обкатывают по специальному графику или в условиях эксплуатации.

**Пуск асинхронного электродвигателя.** Асинхронные электродвигатели с короткозамкнутым ротором включают в сеть в основном напрямую на полное напряжение. Однако в момент запуска возникает пусковой ток, который в 5–7 раз больше номинального. Это приводит к снижению напряжения в сети. В связи с этим необходимо следить, чтобы в момент запуска напряжение в сети не снижалось ниже 15...20 % номинального. Если снижение напряжения превысит 30 %, двигатель не запустится, а работающие электродвигатели могут остановиться.

Прямой пуск наиболее прост. Включается рубильник или автоматический выключатель и электродвигатель запускается. Этот способ возможен только при достаточной мощности источника пи-

тания и значительной площади поперечного сечения проводов, с помощью которых электродвигатель подключается к питающей сети.

Для снижения пусковых токов асинхронных короткозамкнутых электродвигателей применяют следующие способы: пуск через сопротивления и реакторы, автотрансформаторный пуск, пуск электродвигателя с переключением обмоток со звезды на треугольник.

В настоящее время получили распространение тиристорные устройства плавного пуска асинхронных электродвигателей с короткозамкнутым ротором.

Пуск электродвигателя с переключением обмоток статора со звезды на треугольник применяют для уменьшения пусковых токов. В момент пуска двигателя обмотки включают в звезду, а после завершения разбега электродвигателя его обмотки переключают на треугольник.

Недостатком данного способа является то, что двигатель может быть пущен только при нагрузке не более  $1/3$  от номинальной, кроме того, этот способ применим тогда, когда двигатель в основном должен быть включен в сеть треугольником.

Пуск электродвигателей с фазным ротором осуществляется с помощью пускового реостата, который включается в цепь обмотки ротора. Число пусковых ступеней реостата и величина их сопротивлений определяются условиями пуска электропривода.

В регулируемом электроприводе плавный пуск обеспечивается соответствующей настройкой преобразователя частоты. В современных электроприводах постоянной скорости применяются тиристорные устройства плавного пуска.

## **6.2. Влияние условий эксплуатации и режимов работы электродвигателей на их надежность**



Условия работы электродвигателей в сельском хозяйстве характеризуются как тяжелые в результате воздействия на двигатели повышенной влажности, агрессивных газов животноводческих



помещений, повышенной частоты возникновения технологических перегрузок, неполнофазных режимов, широкого диапазона колебаний питающего напряжения, резких перепадов температур, недостаточного уровня оснащения двигателей защитными устройствами и технического обслуживания.

С учетом результатов исследования условий эксплуатации двигателей в сельском хозяйстве рассмотрим наиболее характерные факторы, влияющие на надежность электродвигателей. Основные из них следующие: специфичность окружающей среды, продолжительность работы, характер загрузки по мощности и условия эксплуатации, широкий диапазон колебания напряжения, низкий уровень технического обслуживания.

**Условия окружающей среды** обусловлены: загазованностью животноводческих помещений аммиаком, углекислым газом, сероводородом; резкими перепадами температуры в течение суток и низкими зимой, повышенной влажностью при работе двигателей на открытом воздухе (навозоуборочные транспортеры, установки водоснабжения и др.); повышенной влажностью воздуха при работе двигателей в кормокухнях, в помещениях первичной обработки молока и др.; запыленностью в установках для обработки зерна и кормовых трав. Исследования показывают, что только в птичниках максимальная относительная влажность воздуха меньше 75 %. Это допустимо для обычных электродвигателей общего назначения. В воздухе всех животноводческих помещений образуется повышенная концентрация аммиака, например в свиноматнике она в 10 раз выше санитарной нормы ( $20 \text{ мг/м}^3$ ).

Резкие перепады температур, высокая влажность, агрессивная среда отрицательно сказываются на коррозионной стойкости двигателей и особенно на электрической прочности изоляции. Высокая запыленность окружающей среды ухудшает охлаждение двигателя, так как забиваются вентиляционные отверстия в кожухе и межреберные каналы корпуса. Особенно неблагоприятно сочетание запыленности с высокой влажностью.

**Продолжительность работы** двигателей в течение года определяется степенью их использования в условиях сельскохозяйственного производства и зависит от объема работы, технологии, числа работающих машин и их производительности, а также от уровня электромеханизации данного технологического процесса.

Опыт показывает, что свыше 35 % электродвигателей от общего парка используется в течение года не более 600 ч и 33,5 % — от 600 до 1000 ч. Большинство электродвигателей работает в течение 8...10 ч в сутки с несколькими включениями за этот период.

**Характер загрузки по мощности** определяется режимом работы двигателя, зависящим от механизма, с которым он сочленен. Двигатели вентиляторов, калориферов, сушилок, транспортных средств, обработки зерна работают с постоянной нагрузкой. Двигатели мельниц, дробилок, измельчителей имеют резкопеременный характер нагрузки с систематическими и случайными перегрузками.

Для большинства сельскохозяйственных машин перегрузки обусловлены несоответствием параметров пускозащитной аппаратуры параметрам двигателя, недопустимыми колебаниями напряжения сельских сетей и низким уровнем технического обслуживания. Перегрузки возможны и за счет конструктивных недоработок установок, например из-за отсутствия дозирующих устройств.

Возможность частых перегрузок приводит к тому, что установки комплектуются двигателями завышенной мощности. Например, на навозоуборочных транспортерах, работающих в неблагоприятных условиях пуска, особенно в зимний период при замерзании навоза, зачастую используются двигатели большей номинальной мощности, хотя с экономической точки зрения целесообразнее использовать двигатели с защитой от перегрузок при пуске или двигатели с повышенным пусковым моментом.

В некоторых случаях допускается перегрузка двигателей по мощности, она зависит от режима работы двигателя и температуры окружающей среды. Электродвигатели, работающие в кратковременном режиме или при пониженных температурах, имеют некоторый запас по времени нагрева изоляции и могут работать с перегрузкой по мощности на 20...30 %. Это относится к двигателям, работающим в зимнее время на открытом воздухе (пилорамы, соломосилосорезки, сортировки и т.д.), сочлененным с механизмами кратковременного режима работы.

Однако наблюдения показали, что в животноводстве электродвигатели, как правило, часто работают с недогрузкой. Это относится к приводам центробежных насосов, доильных установок типа «карусель», вакуум-насосов, кормораздатчиков и транспор-

теров для уборки навоза. У электродвигателей, работающих с недолгрузкой, снижаются КПД и коэффициент мощности ( $\cos\varphi$ ).

**Условия эксплуатации** электродвигателей подразделяются на легкие, нормальные, жесткие и особо жесткие. Легкие условия означают, что значение одного или нескольких факторов отклоняются от номинальных в сторону улучшения. При нормальных условиях эксплуатации все воздействующие факторы имеют значения, на которые двигатель спроектирован. При жестких условиях значение одного из воздействующих факторов превышает номинальное, оказывая значительное влияние на надежность двигателя. В особо жестких условиях эксплуатации значения двух или более факторов превышают номинальные.

Соответственно ГОСТ 183–74 на электрические вращающиеся машины предусматривается восемь номинальных режимов работы электродвигателей (S1–S8). Основные из них: продолжительный S1, кратковременный S2, повторно-кратковременный S3, перемежающийся S6. Дополнительные номинальные режимы: повторно-кратковременный с частым пуском S4, повторно-кратковременный с частыми пусками и электрическим торможением S5, перемежающийся с частыми реверсами S7, перемежающийся с изменением частоты вращения S8.

Наиболее характерные режимы работы электропривода в сельском хозяйстве — кратковременный и продолжительный номинальный.

**Условия пусков** в зависимости от режима работы электродвигателей приняты следующие: для легких условий эксплуатации — 0,2 пуска в 1 ч; нормальных — 5...10; жестких — более 10; особо жестких — значительно больше 10 пусков в 1 ч. По продолжительности пуска эта градация принимается: для легких пусков — менее 1 с; нормальных — 1...3; жестких — 3...10; особо жестких — более 10 с.

**Коэффициенты загрузки** приняты следующие: для легких условий эксплуатации — менее 1; нормальных — 1; жестких и особо жестких — более 1. По уровню вибрации условия эксплуатации принимаются: для легких и нормальных — менее 10 мм/с; для жестких и особо жестких — более 10 мм/с.

**Условия окружающей среды** приняты следующие: легкие условия эксплуатации — закрытые помещения с искусственно регулируемым климатом; нормальные — закрытые помещения с есте-

ственной вентиляцией; жесткие — открытый воздух, навесы и помещения с повышенной влажностью.

Запыленность определена по данным исследований и классифицирована следующим образом: при содержании пыли менее  $16 \text{ мг/м}^3$  — легкие условия;  $16...60$  — нормальные; свыше  $60 \text{ мг/м}^3$  — жесткие.

*Загазованность* определяется по двум показателям — по техническим условиям на электродвигатели для сельскохозяйственного производства и по аммиаку. Для легких условий эксплуатации загазованность — менее  $0,03 \text{ г/м}^3$ ; нормальных —  $0,03$  и жестких — более  $0,03 \text{ г/м}^3$ . При сочетании влажности и аммиака создаются особо жесткие условия эксплуатации электродвигателей.

**Широкий диапазон колебаний питающего напряжения** в сельских сетях оказывает неблагоприятное воздействие при эксплуатации электродвигателей. Согласно правилам технической эксплуатации, напряжение на зажимах электроприемников в каждом пункте сети при любом режиме ее нагрузки не должно отклоняться более чем на  $\pm 5 \%$ .

**Низкий уровень технического обслуживания** также является неблагоприятным фактором. Он обусловлен недостаточной квалификацией обслуживающего персонала, территориальной разбросанностью объектов обслуживания, недостаточным оснащением запасными частями, неравномерностью загрузки электриков в связи с сезонностью работ, неблагоприятными климатическими условиями, ограничивающими своевременность обслуживания.

### 6.3. Обеспечение эксплуатационной надежности электродвигателей



Мероприятия по повышению надежности электродвигателей связаны с причинами отказов. Если большая доля электродвигателей выходит из строя из-за превышения тока в обмотках, то необходимы мероприятия, способные свести до минимума аварийность электродвигателей по причине перегрузок, вызванных торможением ротора со стороны рабочего механизма, неполнофазным режимом, понижением или асимметрией питающего напряжения,

неисправностью системы охлаждения двигателей. Основное мероприятие в этом случае — применение эффективной защиты от перегрузки по току.

При резкопеременной нагрузке применение только защиты, отключающей двигатель, является недостаточным. На таких машинах и механизмах предусматривают защиту от технологических перегрузок. Примером такой защиты может служить система автоматического регулирования загрузки сырьем универсальных дробилок.

Другая важная причина выхода из строя электродвигателей — увлажнение изоляции обмоток. Радикальным мероприятием для повышения надежности в этом случае является применение специального оборудования. Например, двигатели влагоморозостойкого исполнения, рассчитанные для работы при температуре окружающей среды от  $-45$  до  $+40$  °С, должны работать при относительной влажности до 100 % при температуре  $+25$  °С. Электродвигатели, стойкие к воздействию химически активных реагентов, имеющихся в сельскохозяйственных помещениях, должны работать в среде с относительной влажностью до 80 % при температуре  $+25$  °С, а двигатели сельскохозяйственного исполнения — в среде с относительной влажностью  $95 + 3$  % при температуре  $+20$  °С.

В случае, когда увлажнение изоляции электродвигателей все же происходит, производят подсушку с помощью различных устройств. Разработаны и неплохо себя зарекомендовали устройства профилактического подогрева обмоток электродвигателя на тиристорах, конденсаторах.

В последнее время с целью повышения влаго- и химостойкости электродвигателей общепромышленного исполнения применяют капитулирование обмоток двигателя различными компаундами.

В организации мероприятий по обеспечению эксплуатационной надежности электрооборудования, и в частности электродвигателей, значительное место занимает состояние эксплуатационных служб, которые должны: своевременно проверять и настраивать защиту от аварийных режимов двигателей; регулярно проводить ТО и ТР в соответствии с системой ППРЭсх, повышать требования при приемке электрооборудования после монтажа или капитального ремонта; организовывать правильное хранение сезонного используемого электрооборудования; следить за пополнением

резервного фонда электрооборудования и объема запасных частей и материалов; четко вести техническую документацию по эксплуатации электроустановок, отмечая в ней все отклонения от нормальной работы; вести среди производственного персонала (доярок, скотников, операторов и др.) разъяснительную работу по правильному использованию электрифицированной техники; систематически контролировать состояние и режим работы электродвигателей.

## 6.4. Защита электродвигателей от аварийных режимов работы

Как было отмечено ранее, в процессе эксплуатации электроприводов возникают различные аварийные ситуации, основные из которых: неполнофазный режим (обрыв фазы) — 40...50 %; затормаживание ротора (заклинивание) — 20...25; технологические перегрузки — 8...10; понижение сопротивления изоляции — 10...15; нарушение охлаждения — 8...10 %.

С точки зрения эффективности защиты электродвигателей рассмотрим некоторые из аварийных ситуаций.

**Неполнофазный режим** возникает в случае перегорания предохранителя, обрыва провода питающей сети, нарушения контактных соединений. При этом происходит перераспределение токов и напряжений электродвигателя, которое и приводит к его отказу.

Особенно чувствительны к неполнофазным режимам электродвигатели малой и средней мощности. Если для двигателя мощностью более 20 кВт опасность разрушения обмотки статора возникает при загрузке более 50 %, то для двигателей меньшей мощности — начиная с нагрузки 20 %.

**Затормаживание ротора** — самый тяжелый аварийный режим двигателя. Он может возникать из-за разрушения подшипников, заклинивания рабочей машины, примерзания рабочих органов машины и т.д. Затормаживание может происходить как во время пуска, так и во время работы двигателя. При затормаживании ротора по обмоткам двигателя протекают повышенные токи, при которых скорость нагрева обмотки достигает 7...10 °С/с, поэтому через 10...15 с температура обмотки достигает предельно допустимых значений.

Под **технологическими перегрузками** подразумевают перегрузки, возникающие в процессе работы электродвигателя, которые приводят к увеличению температуры изоляции обмоток выше предельно допустимого значения (для соответствующего класса изоляции). Такие превышения не приводят к моментальному пробое изоляции обмотки электродвигателя, но влекут за собой ускоренное старение изоляции, постепенное ее разрушение и как следствие — преждевременный выход двигателя из строя.

Защитные устройства должны обеспечивать: непрерывность производства, достаточное быстроедействие, минимальное время возврата после срабатывания, надежную работу в реальных условиях сельского хозяйства, удобство в эксплуатации.

Защитные устройства можно разделить на три группы. К первой относятся устройства, которые реагируют на отдельный специально контролируемый аварийный режим. Это устройства типа ЕЛ-8, ЕЛ-10, Е-511, РОФ, РНФ, отключающие двигатель при неполнофазном и несимметричном напряжении сети; предохранительные муфты, отключающие двигатель при затормаживании ротора; ЗОУП, РУД, отключающие двигатели при недопустимом снижении сопротивления изоляции. Ко второй группе относятся универсальные устройства, которые реагируют на несколько аварийных режимов, контролируя один параметр двигателя. Это тепловые реле типа ТРН, ТРА, РТЛ, РТТ; устройства температурной защиты типа УВТЗ, фазочувствительные устройства типа ФУЗ и др. Третью группу составляют комплектные устройства, которые реагируют на все основные аварийные режимы, контролируя несколько параметров двигателя. Это устройства защиты и станции управления.

По параметру, контролируемому чувствительным (измерительным) органом, все устройства можно разделить на токовые, тепловые, температурные, фазовые, напряженческие и комплексные. Выбор типа защиты по техническим характеристикам производят с учетом структуры аварийных режимов, ожидаемых у конкретного электропривода. В большей части сельскохозяйственных механизмов применяют все виды защитных устройств. Однако на животноводческих комплексах, где выход двигателя из строя ведет к значительным материальным издержкам, требования к защите резко возрастают, поэтому использовать тепловые реле нежелательно.

Плавкие предохранители, предназначенные для защиты электродвигателей от коротких замыканий, вследствие большого разброса характеристик недостаточно надежны. При перегорании одной плавкой вставки может установиться неполнофазный режим асинхронного двигателя. Кроме того, плавкая вставка в процессе эксплуатации окисляется («стареет»), площадь ее сечения уменьшается, что может привести к ложным срабатываниям предохранителя. Целесообразнее для защиты электродвигателей от коротких замыканий использовать автоматические выключатели с электромагнитными расцепителями, а от технологических перегрузок — с тепловыми. Наибольшее применение находят выключатели с комбинированными расцепителями. Принципы действия тепловых расцепителей выключателей и тепловых реле магнитных пускателей аналогичны.

Тепловые реле всех типов обладают тепловой инерцией, кроме того, наблюдается значительный разброс их защитных характеристик. Эти реле необходимо отстраивать по месту их установки, учитывая рабочий ток двигателя и температуру окружающей среды.

Токовую защиту не рекомендуется использовать для двигателей, работающих в режимах с повторно-кратковременной и резко выраженной случайно-переменной нагрузкой, а также при нарушении системы охлаждения. Недостатки защитной аппаратуры, построенной на токовом методе, привели к разработке принципиально новых защитно-отключающих устройств (УВТЗ).

В систему температурной защиты входят температурные датчики, расположенные в лобовой части обмотки электродвигателя (по одному в каждой фазе), и отключающее устройство, которое усиливает сигнал датчиков и передает его в схему управления магнитного пускателя.

В качестве температурных датчиков применяют позисторы СТ14-2, рассчитанные на температуры срабатывания 115, 130, 145 и 160 °С. При аварийном режиме и увеличении температуры обмотки двигателя выше допустимой сопротивление датчиков резко возрастает, отключающее устройство размыкает своими контактами цепь катушки магнитного пускателя и двигатель отключается от сети. Эта цепь будет разомкнута до тех пор, пока обмотка статора не охладится до заданной температуры.



Промышленность выпускает устройства встроенной температурной защиты, а также специальные асинхронные двигатели с короткозамкнутым ротором и встроенными датчиками температуры обмоток. Для защиты электродвигателей при неполнофазных режимах применяют фазочувствительные устройства. В современных устройствах защиты применяют специализированные модули и микроконтроллеры.

## 6.5. Техническое обслуживание и текущий ремонт электродвигателей

Техническое обслуживание электрических машин, находящихся в эксплуатации, проводят на месте их установки, без демонтажа и разборки. Текущие ремонты можно проводить на месте их установки либо на пункте технического обслуживания, в мастерской и т.п. Типовые объемы работ по техническому обслуживанию и текущему ремонту электрических машин и сроки их выполнения регламентированы системой ППРЭСх.

**Объем работ при техническом обслуживании и периодичность их проведения.** В процессе технического обслуживания электромонтеры ежедневно осматривают электродвигатели и устраняют мелкие неисправности, предварительно отключив двигатели от сети. При этом необходимо:

- очистить корпус электродвигателя от пыли и грязи сжатым воздухом или обтирочным материалом и убедиться в том, что нет трещин в станине, подшипниковых щитах и фланцах;
- проверить, как затянуты болты и гайки и надежно ли крепится электродвигатель к фундаменту или рабочей машине, подтянуть ослабленные болты и гайки;
- проконтролировать плотность посадки шкива, полумуфты или звездочки, если нужно, укрепить их;
- проверить, надежно ли заземлен корпус электродвигателя, разобрать ослабленные и окислившиеся контакты, зачистить их поверхности до металлического блеска, смазать техническим вазелином, собрать и затянуть, заменить заземляющий провод при обрыве;
- снять крышку коробки выводов и проверить целостность изоляционного покрытия выводных концов обмоток электродвигателя

и проводов, подводящих питание; укрепить ослабленные контакты, а окислившиеся и подгоревшие разобрать, зачистить их поверхности, собрать и изолировать;

□ удалить со щеточного механизма и контактных колец электродвигателя с фазным ротором пыль и грязь сухим обтирочным материалом или сжатым воздухом; осмотреть щеточный механизм, щетки, контактные кольца, пусковой реостат и соединительные провода;

□ выяснить, хорошо ли смазаны подшипники; если нужно, наполнить камеру смазочным материалом до  $2/3$  ее объема;

□ измерить сопротивление изоляции обмотки статора между фазами и фазами и корпусом (должно быть не менее  $0,5 \text{ МОм}$ ), предварительно отключив электродвигатель от сети; в случае значительного снижения сопротивления подсушить обмотки любым рассмотренным способом; проверить, нет ли заедания в подшипниках и касания ротором статора, поворачивая рукой ротор отключенного электродвигателя;

□ включить электродвигатель и убедиться в том, что нет посторонних шумов, характерных для неисправного двигателя или рабочей машины; проконтролировать степень нагрева корпуса и подшипниковых щитов.

Во время технических осмотров определяют состояние электродвигателей и объем подготовительных работ, необходимых при очередном ремонте. Осмотры проводят электромонтеры (квалификационная группа не ниже 3-й), как правило, в технологические перерывы работы машин. Периодичность осмотров электродвигателей устанавливают в зависимости от условий их эксплуатации и исполнения (табл. 6.2).

Таблица 6.2

**Периодичность осмотров электродвигателей при эксплуатации  
в различных условиях**

Категория помещения	Наименование помещения	Периодичность осмотров, мес.
Сухое и влажное (относительная влажность до 75 %)	Гараж, мастерская, котельная, склад и др.	3
Сырое (относительная влажность превышает 75 %)	Кормокухня, кормоцех и др.	3

Окончание табл. 6.2

Категория помещения	Наименование помещения	Периодичность осмотров, мес.
Особо сырое (относительная влажность превышает 98 %)	Моечное и доильное отделения, теплица	1,5...3*
Особо сырое с химически активной средой (относительная влажность до 100 % при температуре до 90 °С, содержание паров аммиака от 2 до 140 мг/м <sup>3</sup> )	Животноводческие, птицеводческие и другие помещения	1,5...3*
Пыльное (содержание технологической пыли в воздухе до 240 мг/м <sup>3</sup> )	Зернообрабатывающий ток, комбинированный завод и др.	1,0...3*

\*В зависимости от типа двигателя.

**Объем и сроки текущего ремонта электродвигателей.** Электрические машины ремонтируют электромонтеры ЭТС в основном пункте технического обслуживания или в мастерских хозяйств.

Перед текущим ремонтом электродвигатель очищают от пыли и грязи, отсоединяют от питающих проводов, рабочей машины, заземляющей шины и пускового реостата (двигатель с фазным ротором), снимают с фундамента и доставляют в мастерскую. Здесь проводят дефектацию электродвигателя, разбирают его, очищают отдельные сборочные единицы, обмотки и ремонтируют их; пропитывают и сушат обмотки, если это необходимо; ремонтируют контактные кольца и щеточный механизм; проверяют подшипники и заменяют неисправные; ремонтируют или заменяют детали; собирают и испытывают электродвигатель.

В генераторах переменного тока с возбудителями и в машинах постоянного тока, рассчитанных на низкое напряжение и большую силу тока, кроме перечисленных операций протачивают и шлифуют коллектор, проверяют состояние полюсов и их обмоток и при необходимости ремонтируют вентилятор машины.

Периодичность текущих ремонтов электродвигателей серий 4А, Д, АИР в соответствии с ППРЭсх составляет 24 мес., за исключением электродвигателей, установленных на молочных вакуум-насосах и пастеризаторах в особо сырых помещениях,

в которых влажность превышает 98 %, в этом случае периодичность текущих ремонтов составляет 18 мес.

Периодичность текущих ремонтов электродвигателей серии АИР составляет 24 мес. для сухих, влажных (влажность до 75 %) и сырых помещений и 18 мес. для пыльных и особо сырых помещений (влажность до 98 %), исключая электродвигатели зернодробилок, молотилок, прессов, измельчителей кормов, для которых периодичность составляет 12 мес.

## 6.6. Особенности эксплуатации погружных электронасосов

---

Специальные электронасосные установки, погружаемые в скважины на глубину 20...250 м от поверхности земли, открыли широкие возможности использования подземных вод для бытовых нужд сельского населения и для производственных целей. Почти в каждом колхозе, совхозе имеется несколько скважин, оборудованных погружными электронасосами.

Наибольшее распространение получили электродвигатели типа ПЭДВ (погружной электрический водонаполненный двигатель мощностью 2...65 кВт). Их конструкция существенно отличается от конструкции асинхронного двигателя единой серии. Например, обмотка выполнена специальным проводом, который предназначен для работы в воде; ротор имеет подшипники скольжения, смазывающиеся водой; корпус полностью герметизирован и заполнен водой.

Чтобы обеспечить выполнение графика водоснабжения объекта и поддерживать режим наибольшего КПД насосной установки, необходимо систематически проверять дебит и динамический уровень подземных вод скважины и подбирать режим работы насосной установки, при котором исключается «сухой ход» насоса; поддерживать гидравлические параметры сети, при которых насос работает устойчиво и с наибольшим КПД; оснащать системы водоснабжения запасными емкостями и водонапорными башнями, обеспечивающими резервирование водоподачи при отказах насосной установки; поддерживать требуемое качество напряжения на

зажимах электродвигателя; своевременно и качественно выполнять работы по технической эксплуатации электродвигателя и станции управления.

**Подготовка погружного электродвигателя к работе.** Перед включением внутреннюю полость двигателя заливают чистой водой. Измеряют сопротивление изоляции обмотки статора относительно корпуса — оно должно быть не менее 5 МОм при температуре воды 20 °С. Соединяют выводные провода с питающим кабелем, места соединений погружают в металлическую емкость с водой и после выдержки в течение 1,5...2 ч измеряют сопротивление этих соединений — оно должно быть не менее 500 МОм. Опускают насосную установку в скважину и через 1,5 ч измеряют сопротивление изоляции обмотки статора и питающего кабеля — оно должно быть не менее 5 МОм. Подготавливают водопроводную сеть и включают электродвигатель. По амперметру определяют потребляемый из сети ток — он не должен превышать номинальное значение.

**Техническое обслуживание электродвигателя.** Выполняют без подъема электродвигателя из скважины ежемесячно в следующей последовательности. Измеряют ток и напряжение электродвигателя. Увеличение тока на 20...25 % при номинальном напряжении свидетельствует об износе деталей установки и указывает на необходимость текущего ремонта. Выключают двигатель и после остывания в течение 45 мин измеряют сопротивление изоляции обмотки и питающего кабеля относительно заземленных частей насосной установки. Снижение сопротивления в 2–3 раза по сравнению с предыдущим результатом или его уменьшение ниже 5 МОм свидетельствует о дефектах в изоляции.

С целью предотвращения коррозии металлических частей и старения изоляции обмоток рекомендуется заливать электродвигатель дистиллированной ингибированной водой. Состав ингибитора: уротропина — 2,4 г/л, нитрата натрия — 0,6 г/л. При таком ингибиторе скорость коррозии деталей и узлов электродвигателей значительно замедляется. Ингибированная дистиллированная вода менее активно действует на изоляцию обмоток.



## 6.7. Сушка изоляции обмоток электродвигателей

При эксплуатации, транспортировании и хранении изоляционные конструкции электрических машин увлажняются под воздействием окружающей среды. При попадании влаги ухудшаются диэлектрические характеристики и машина преждевременно может выйти из строя. Влажность обмоток электрических машин напряжением до 0,5 кВ контролируют по изменению сопротивления изоляции, которое измеряют мегомметром (0,50...1 кВ) между фазами и корпусом.

Если температура обмотки отличается от 75 °С, то допускается пересчет сопротивления изоляции исходя из снижения его в 2 раза на каждые 20 °С повышения температуры. Для проверки состояния изоляции при ревизии с учетом температуры следует результаты измерения сравнить с данными, полученными при вводе в эксплуатацию высушенной машины.

Если перед пуском сопротивление изоляции обмоток окажется ниже нормального, то машину следует подсушить. Существует несколько способов сушки: конвективная (в сушильных шкафах), токовая, индукционная (потерями в стали статора) и др.

Выбор метода сушки зависит главным образом от местных условий, имеющихся возможностей и в некоторых случаях от степени увлажненности изоляции. Наиболее интенсивной сушкой сильно увлажненных обмоток является сушка током, при которой внутренние слои изоляции нагреваются сильнее наружных. Однако сушка током, пропускаемым по обмотке с сильно увлажненной изоляцией, может привести к вспучиванию последней, а сушка такой обмотки постоянным током может оказать и электролитическое действие. Поэтому в подобных случаях рекомендуется сушку производить другими методами, например потерями в активной стали, методом внешнего нагревания и т.п. После предварительной подсушки этими методами можно применить сушку током.

Конвективная сушка производится в специальных шкафах. В качестве источника теплоты используют пар, электроэнергию или газ. Теплота передается от статора к обмотке, поэтому наруж-

ные ее слои высыхают быстрее, чем внутренние. Для более равномерного удаления влаги из изоляции температуру в сушильном шкафу следует повышать постепенно.

**Сушка током от постороннего источника.** Для сушки асинхронного двигателя трехфазным током нужно надежно затормозить ротор, а к статору подвести от источника трехфазного тока напряжение не более 15...20 % номинального. При этом сила тока в статоре достигает примерно номинального значения. При слишком быстром повышении температуры следует снизить подводимое напряжение. Источником питания постоянного или переменного тока могут служить стенды МИИСП, УСХА и 13УН-1, а также сварочный трансформатор. Если выведены шесть концов обмотки статора, то все фазы включают последовательно и через них пропускают переменный ток. Если разъединить обмотки фаз не представляется возможным, то сушку производят по определенным схемам. При этом необходимо периодически переключать фазы для равномерного нагревания обмоток. Переключение производится каждые 2...4 ч в зависимости от размеров машины и скорости повышения температуры в начале сушки.

Этим методом можно сушить электрические машины всех типов. Он применяется главным образом тогда, когда не представляется возможным вращать машину и имеется источник низкого напряжения достаточной силы тока. Так как при этом методе сушки машина неподвижна, то это ухудшает условия охлаждения по сравнению с вращающейся машиной, поэтому необходимый для сушки ток обычно значительно меньше номинального и, например, для машин открытого типа составляет не более 50...70 %.

Индукционная сушка происходит при нагревании машины индукционными токами, возникающими при пропускании переменного тока по специальной намагничивающей обмотке, расположенной на статоре. Ее выполняют изолированным проводом. Для регулирования температуры намагничивающую обмотку секционируют.

Чтобы ускорить разогрев статора в начале сушки, увеличивают индукцию до 0,7...0,9 Тл, а при достижении необходимой температуры уменьшают до 0,4...0,5 Тл, переключая обмотку на большее число витков.



## 6.8. Эксплуатация регулируемых электроприводов

Применение регулируемого электропривода обеспечивает энергосбережение и позволяет получать новые качества систем и объектов. Значительная экономия электроэнергии обеспечивается за счет регулирования какого-либо технологического параметра. Если это транспортер или конвейер, то можно регулировать скорость его движения; если это насос или вентилятор, можно поддерживать давление или регулировать производительность; если это станок, можно плавно регулировать скорость подачи или главного движения.

Особый экономический эффект от использования преобразователей частоты дает применение частотного регулирования на объектах, обеспечивающих транспортировку жидкостей. До сих пор самым распространенным способом регулирования производительности таких объектов является использование задвижек или регулирующих клапанов, но сегодня доступным становится частотное регулирование асинхронного двигателя, приводящего в движение, например, рабочее колесо насосного агрегата или вентилятора.

Частотный преобразователь в комплекте с асинхронным электродвигателем позволяет заменить электропривод постоянного тока. Системы регулирования скорости двигателя постоянного тока (ДПТ) достаточно просты, но слабым местом такого электропривода является электродвигатель. Он дорог и ненадежен. При работе происходит искрение щеток, под воздействием электроэрозии изнашивается коллектор; такой электродвигатель не может использоваться в запыленной и взрывоопасной среде.

Асинхронные электродвигатели (АД) превосходят двигатели постоянного тока по многим параметрам: они просты по устройству и надежны, так как не имеют подвижных контактов; имеют меньшие по сравнению с ДПТ размеры, массу и стоимость при той же мощности; АД просты в изготовлении и эксплуатации. Основной недостаток асинхронных электродвигателей — сложность регулирования их скорости традиционными методами (изменением



питающего напряжения, введением дополнительных сопротивлений в цепь обмоток).

Управление асинхронным электродвигателем в частотном режиме до недавнего времени было большой проблемой, хотя теория частотного регулирования была разработана еще в тридцатых годах. Развитие частотно-регулируемого электропривода сдерживалось высокой стоимостью преобразователей частоты. Появление силовых схем с IGBT-транзисторами и разработка высокопроизводительных микропроцессорных систем управления позволили различным фирмам Европы, США и Японии создать современные преобразователи частоты доступной стоимости.

Известно, что регулирование частоты вращения исполнительных механизмов можно осуществлять с помощью различных устройств: механических вариаторов, гидравлических муфт, дополнительно вводимыми в статор или ротор резисторами, электромеханическими преобразователями частоты, статическими преобразователями частоты (ПЧ). Применение первых четырех устройств не обеспечивает высокого качества регулирования скорости, неэкономично, требует больших затрат при монтаже и эксплуатации. *Статические преобразователи частоты* являются наиболее совершенными устройствами управления асинхронным приводом в настоящее время. Принцип частотного метода регулирования скорости АД заключается в том, что, изменяя частоту  $f_1$  питающего напряжения, можно в соответствии с выражением

$$\omega_0 = \frac{2\pi f_1}{p} \text{ при неизменном числе пар полюсов } p \text{ изменять угловую}$$

скорость магнитного поля статора  $\omega_0$ . Этот способ обеспечивает плавное регулирование скорости в широком диапазоне, а механические характеристики обладают высокой жесткостью. Регулирование скорости при этом не сопровождается увеличением скольжения АД, поэтому потери мощности при регулировании невелики.

Для получения высоких энергетических показателей АД — коэффициентов мощности, полезного действия, перегрузочной способности — необходимо одновременно с частотой изменять и подводимое напряжение. Закон изменения напряжения зависит от характера момента нагрузки  $M_c$ . При постоянном моменте на-

грузки  $M_c = \text{const}$  напряжение на статоре должно регулироваться пропорционально частоте  $U_1/f_1 = \text{const}$ . Для вентиляторного характера момента нагрузки это состояние имеет вид  $U_1/f_1^2 = \text{const}$ , а при моменте нагрузки, обратно пропорциональном скорости, —  $U_1/\sqrt{f_1} = \text{const}$ . Таким образом, для плавного бесступенчатого регулирования частоты вращения вала асинхронного электродвигателя преобразователь частоты должен обеспечивать одновременное регулирование частоты и напряжения на статоре АД.

Современные инверторы выполняются на основе полностью управляемых силовых полупроводниковых приборов — *запираемых GTO-тириستоров* либо *биполярных IGBT-транзисторов с изолированным затвором*.

## 6.9. Организация обслуживания преобразователей частоты



Являясь сложными электронными устройствами, ПЧ требуют тщательного анализа и настройки пользовательских параметров, количество которых может исчисляться десятками и сотнями в зависимости от применяемых моделей и сложности решаемых задач.

Обслуживание современных ПЧ, так же как и их настройка, требует специальной подготовки технического персонала. Решение проблемы своевременного и аварийного обслуживания приводной техники может быть выполнено двумя способами. Первый способ, как уже было описано выше, — это создание своей собственной сервисной службы непосредственно на производстве, а второй — это передача функций обслуживания оборудования специализированной организации, занимающейся решением таких задач на профессиональном уровне.

**Периодическое обслуживание преобразователей частоты.** Главным фактором, определяющим срок службы ПЧ и его бесперебойную эксплуатацию, является *правильное и своевременное обслуживание*. По существующей статистике, выход электропривода из строя в подавляющем ряде случаев связан с нарушениями в его эксплуатации или обслуживании. Необходимо периодически *про-*

*верить работоспособность вентиляторов.* В основном производители ПЧ рекомендуют производить проверку не реже чем 1 раз в полгода, а превентивную замену производить 1 раз в три года. Под воздействием частого заряда и разряда, а также под воздействием повышенной температуры со временем происходит старение электролитических конденсаторов ПЧ, что характеризуется уменьшением их номинальной емкости или возникновением внутренних пробоев.

При пониженной емкости конденсаторов возникают сбои в системе управления ПЧ, иногда это приводит к выходу из строя источников питания или других цепей управления. Основной рекомендацией является периодическая замена конденсаторов.

Следует периодически проверять падение напряжения на контакторах и реле цепей питания ПЧ, а также на силовых полупроводниковых предохранителях защиты. Периодически нужно проверять затяжку силовых винтов, болтов и гаек ответственных соединений ПЧ. Как правило, проверку делают 1 раз в год, хотя для оборудования, где присутствует сильная вибрация, проверку следует проводить чаще. Ослабление затяжки крепежа в точках силовых соединений приводит к возникновению неисправности в виде потери фаз и заканчивается пробоем силовых полупроводниковых элементов (диодов, IGBT-транзисторов) или прогоранием металла шин в точках контакта.

**Методика диагностики неисправностей преобразователей частоты.** Проверка и плановое обслуживание позволяют предотвратить многие проблемы, но не гарантируют безаварийную работу ПЧ. На сегодняшний день ни один производитель не обеспечивает достаточно эффективную защиту ПЧ от выхода из строя в результате перегрузок.

Это объясняется тем, что управление защитой реализовано в контроллере ПЧ, поэтому сигнал о перегрузке на выходе ПЧ будет им обработан и будет дана команда на закрытие выходных транзисторов, некоторые из них уже повреждаются и в режиме пробоя создают замыкание шин постоянного тока.

После выхода преобразователя частоты из строя недопустимо его немедленное повторное включение. Как правило, повторный запуск неисправного ПЧ влечет к еще большим повреждениям. Состояние ПЧ должно быть тщательно проанализировано посред-

ством проведения диагностики. Если на дисплее отображается какой-нибудь аварийный код, то следует проанализировать, что он означает, в дальнейшем эта информация позволит быстрее выявить возникшую проблему. Если на дисплее ПЧ ничего не отображается или его просто нет, то следует проверить наличие опорного напряжения 24 В на соответствующих клеммах платы управления, воспользовавшись схемой подключения в документации на ПЧ. В случае отсутствия напряжения на клеммах платы управления следует обратиться в сервисный центр.

Обычно еще выполняется и проверка силовой части. Перед осуществлением данной процедуры следует дождаться, пока разрядятся конденсаторы шины постоянного тока (см. инструкцию по эксплуатации ПЧ). Время, необходимое на их разряд, составляет 10...15 мин.

Для проверки силовых цепей необходимо установить мультиметр в режим прозвонки диодов, соединить «–» мультиметра и клемму «+» частотного преобразователя, затем поочередно установить «+» мультиметра на клеммы L1, L2, L3, U, V, W. В данном случае P–N-переход диодов будет открыт и показания мультиметра будут 0,3...0,6 Ом. Затем соединяют «+» мультиметра и «+» преобразователя, а «–» мультиметра поочередно соединяют с клеммами L1, L2, L3, U, V, W. В данном случае переходы диодов закрыты и мультиметр показывает обрыв. Аналогично проверяют второе плечо инвертора выпрямителя (сначала «+», а потом «–» мультиметра соединяют с клеммой «–» преобразователя частоты). Результаты проверки сравнивают с результатами, приведенными в табл. 6.3.

Таблица 6.3

**Регламент проверки силовых цепей  
преобразователей частоты**

Проверяемый элемент	«+» мультиметра	«–» мультиметра	Показания мультиметра
Входной мост	Клемма «+»	Клеммы L1, L2, L3	(Обрыв)
	Клемма «–»	Клеммы L1, L2, L3	P–N-переход открыт
IGBT-транзисторы	Клеммы U, V, W	Клемма «–»	(Обрыв)
	Клеммы «–»	Клеммы U, V, W	P–N-переход открыт

Если показания мультиметра не соответствуют приведенным в таблице, то это говорит о том, что имеются повреждения силовой части, поэтому следует обратиться в службу сервиса для обеспечения дальнейшей диагностики и ремонта ПЧ.

Методики, перечисленные выше, не дают однозначного заключения об исправности ПЧ, они лишь позволяют примерно определить неисправность на начальном уровне. Если источник возникновения неисправности определить не удастся, то производится превентивная замена плат и других компонентов.

В настоящее время каждый производитель стремится минимизировать габариты приводов, поэтому расположение компонентов и плат становится более плотным, что негативно сказывается на возможностях сервисного обслуживания и, как следствие, приводит к более частым отказам оборудования в результате его неправильной эксплуатации. Кроме того, при возникновении каких-либо повреждений силовой части управляющая часть также частично разрушается, поэтому ремонт ПЧ мощностью до 4,0...7,5 кВт практически нецелесообразен.

**Прием в эксплуатацию электроприводов и их испытания.** Вновь смонтированные и отлаженные электроприводы и пускорегулирующую аппаратуру при приемке в эксплуатацию осматривают, проверяют работу механической части в соответствии с заводскими и монтажными инструкциями и подвергают приемосдаточным испытаниям в соответствии с требованиями ПУЭ.

При осмотре приемочная комиссия должна убедиться в том, что электродвигатели и аппараты доступны для осмотра и ремонта на месте установки, электропроводка имеет защиту в местах возможных повреждений. Вращающиеся части, расположенные на доступной высоте, имеют ограждения от случайных прикосновений; линия валов смонтированных агрегатов плавная; высота установки рукояток и маховиков находится на уровне 1,05...1,1 м от пола; включение и выключение аппаратов производятся легко, без заеданий; контактные части контакторов во включенном положении не имеют просветов по всей ширине. Поверхности коллекторов и контактных колец не имеют заусенцев или забоин и хорошо отполированы; щетки не смещены за край коллектора или контактных колец, не имеют перекосов, тщательно притерты и легко перемещаются в обоймах щеткодержателей. Подшипники сколь-

жения наполнены маслом до заводской отметки, а подшипники качения заправлены смазкой до  $2/3$  объема гнезда подшипника; на электродвигателях и приводных механизмах нанесены стрелки, указывающие нормальное направление вращения.

При осмотре вновь смонтированных заземляющих устройств в силовых установках приемочная комиссия проверяет и устанавливает, что заземляющие проводники, проложенные в помещениях, доступны для осмотра и имеют отличительную окраску (черный цвет), позволяющую легко их обнаружить; в тех местах, где заземляющие проводники могут подвергаться химическим воздействиям, так как они имеют соответствующие защитные покрытия, соединения заземляющих проводников выполнены с помощью сварки, обеспечивающей наибольшую надежность. Заземляющее устройство не должно содержать последовательного включения нескольких заземляющих частей установки; должен быть короткий контакт в проводке, соединяющей аппаратуру с контуром заземления. В местах вероятных механических повреждений заземляющие проводники имеют защиту (например, в местах пересечений каналов); проход заземляющих проводников через стены выполнен в открытых проемах, трубах или коробах. Принимая заземляющее устройство, приемочная комиссия проверяет его элементы, находящиеся в земле, с выборочным вскрытием грунта, а остальные — в пределах доступности осмотру. Количество заземлителей и глубина их заложения должны соответствовать проекту.

Объем и нормы приемосдаточных испытаний электрооборудования изложены в ПУЭ.

У электродвигателей переменного тока напряжением до 1 кВ измеряют сопротивление изоляции, сопротивление реостатов и пускорегулировочных сопротивлений постоянному току, проверяют работу на холостом ходу или с ненагруженным механизмом и работу под нагрузкой.

Сопротивление изоляции статора измеряют мегомметром напряжением 1 кВ, а ротора — мегомметром напряжением 0,5 кВ. При температуре  $10...30\text{ }^{\circ}\text{C}$  сопротивление изоляции статора должно быть не менее 0,5 МОм. Сопротивление изоляции ротора не нормируется. Сопротивление реостатов и пускорегулирующих сопротивлений должно отличаться от паспортных не более чем на 10 %. При этом также проверяют целостность отпаек.

Продолжительность проверки работы на холостом ходу не менее 1 ч. Проверку работы под нагрузкой проводят при мощности, обеспечиваемой технологическим оборудованием к моменту сдачи аппаратуры в эксплуатацию. При этом для электродвигателей с регулируемой частотой вращения определяют пределы регулирования.

У электродвигателей переменного тока напряжением свыше 1000 В кроме перечисленных выше испытаний проверяют возможность включения под напряжение без сушки; испытывают повышенным напряжением промышленной частоты; измеряют сопротивления обмоток статора и ротора постоянному току; испытывают воздухоохладитель гидравлическим давлением; измеряют вибрацию подшипников.

Испытания повышенным напряжением промышленной частоты проводят на полностью собранном двигателе. Испытание обмотки статора проводят для каждой фазы отдельно относительно корпуса при двух других, соединенных с корпусом.

Сопротивление обмоток статора и ротора постоянному току измеряют при мощности электродвигателя 300 кВт и более. Сопротивления обмоток различных фаз должны отличаться друг от друга или от заводских данных не более чем на 2 %. Испытание воздухоохладителя проводят избыточным гидравлическим давлением 0,2...0,25 МПа в течение 10 мин. При этом не должно наблюдаться снижения давления или утечки.

У электродвигателей переменного тока, поступающих на монтаж в разобранном виде, измеряют зазоры между ротором и статором; зазоры в подшипниках скольжения, а также разбег ротора в осевом направлении. Воздушный зазор между ротором и статором измеряют с помощью щупов, которые вводят в зазоры диаметрально противоположных точек или точек, сдвинутых относительно оси ротора на 90°. Измерение проводят трижды, последовательно поворачивая ротор вокруг оси на 120°. Значение зазора получают как среднеарифметическое трех результатов измерений, каждое из которых не должно отличаться от среднего значения более чем на 10 %, а разбег ротора в осевом направлении не должен превышать 2...4 мм.

Измерение вибрации проводят на каждом подшипнике; ее предельные значения не должны превышать приведенные ниже:

- синхронная частота вращения: 3000, 1500, 1000, 750 об/мин и менее;
- допустимая амплитуда вибрации подшипника: 50, 100, 130, 160 мкм.

Объем и нормы приемосдаточных испытаний электрооборудования постоянного тока должны соответствовать ПУЭ. У электрических машин постоянного тока мощностью до 200 кВт на напряжение до 440 В определяют возможность включения без сушки; измеряют сопротивление изоляции, реостатов и пускорегулирующей аппаратуры постоянному току; проверяют работу на холостом ходу и под нагрузкой. Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса и бандажей машины, а также между обмотками проводят мегомметром напряжением 1 кВ. Сопротивление изоляции между обмотками и каждой обмоткой относительно корпуса должно быть 0,5 МОм при температуре 10...30 °С. Сопротивление изоляции бандажей якоря не нормируется, а сопротивление изоляции бандажей якоря возбuditеля должно быть не ниже 1 МОм. Сопротивление реостатов и пускорегулировочных сопротивлений должно отличаться от данных завода-изготовителя не более чем на 10 %.

При работе под нагрузкой проверяют степень искрения коллектора, которая, если это специально не оговаривается заводом-изготовителем, не должна превышать 1,5.

В электрических машинах постоянного тока мощностью свыше 200 кВт на напряжение свыше 440 В дополнительно измеряют сопротивление постоянному току обмотки возбуждения (оно должно отличаться от данных завода-изготовителя не более чем на 2 %); испытывают повышенным напряжением промышленной частоты прочность изоляции (значение испытательных напряжений принимается по указаниям, приведенным в ПУЭ; продолжительность приложения напряжения — 1 мин); снимают характеристики холостого хода и испытывают витковую изоляцию. Отклонение характеристики холостого хода от заводской должно быть в пределах точности измерения. При испытании витковой изоляции генераторов напряжение поднимается до 130 % от номинального и выдерживается в течение 5 мин.

В электрических машинах постоянного тока, поступающих на место монтажа в разобранном виде, измеряют воздушные зазоры между полюсами. Значения зазоров в диаметрально противопо-



ложных точках должны отличаться друг от друга не более чем на 10 % среднего значения зазора. Объем и нормы приемосдаточных испытаний синхронных генераторов и компенсаторов содержатся в ПУЭ и аналогичны приведенным выше.

Вторичные цепи управления, защиты и сигнализации в релейно-контактных схемах установок до 1 кВ испытывают повышенным напряжением 1 кВ в течение 1 мин и измеряют сопротивление изоляции мегомметром 0,5...1 кВ. Сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 МОм; сопротивление изоляции цепей управления, защиты и возбуждения машин постоянного тока — не менее 1 МОм. Полностью собранные схемы проверяют на возможность функционирования при различных значениях оперативного тока. Все испытания и измерения оформляют актами и протоколами.



## ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПУСКОВОЙ И ЗАЩИТНОЙ АППАРАТУРЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК НАПЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В



### 7.1. Объем и нормы испытаний

---

**Объем испытаний.** Согласно ПУЭ, при пусконаладочных испытаниях аппаратов напряжением до 1000 В выполняют следующие операции:

- ☐ измерение сопротивления изоляции;
- ☐ испытание повышенным напряжением промышленной частоты, проверку действия максимальных, минимальных или независимых расцепителей автоматических выключателей;
- ☐ проверку релейной аппаратуры.

**Проверка состояния изоляции.** Все электрические аппараты напряжением до 1000 В перед вводом в эксплуатацию должны пройти ревизию (осмотры) механической части и проверку состояния электрической изоляции. При этом сопротивление изоляции проверяют мегомметром на напряжение 500...1000 В, а электрическую прочность изоляции — повышенным напряжением (1000 В) переменного тока промышленной частоты в течение 1 мин.

Проверку сопротивления изоляции и испытание ее повышенным напряжением нужно проводить на полностью подготовленном к работе оборудовании. Изоляцию, как правило, испытывают одновременно на всей группе электрически связанных аппаратов с соединительными проводами. Сопротивление изоляции одного присоединения должно быть не менее 1 МОм, в противном случае

необходимо разобщить испытываемое присоединение на более мелкие группы для выявления слабого узла.

Вторичные цепи управления, защиты, измерения и подобное, а также шипы постоянного тока и шипы напряжения на щите управления (при отъединенных цепях) при сдаче в эксплуатацию должны иметь сопротивление изоляции не менее 10 МОм.

Сопротивление изоляции аппаратов с номинальным напряжением 24 и 48 В измеряют мегомметром на напряжение 250 В, сопротивление изоляции блоков с полупроводниковыми приборами проверяют мегомметром на напряжение 100 В.

При обнаружении элементов аппаратуры с пониженным сопротивлением изоляции, например катушек контакторов, пускателей, такие элементы, как правило, заменяют. Если изоляция увлажнена, ее сушат горячим воздухом или током, пропускаемым через катушку.

При вводе в эксплуатацию новой аппаратуры выборочно измеряют сопротивление катушек аппаратов постоянному току. Сравнивают результаты измерений сопротивлений катушек одинаковых аппаратов. Отклонения от номинала не должны превышать 10 %.



## 7.2. Эксплуатация плавких предохранителей

**Плавкий предохранитель** — это коммутационный аппарат однократного действия, в котором при токе больше заданного значения размыкается электрическая цепь за счет расплавления плавкой вставки, нагреваемой током.

Основными элементами предохранителя являются плавкая вставка, включаемая в разрыв защищаемой цепи, и дугогасительное устройство, гасящее дугу, возникающую после плавления вставки.

К предохранителям предъявляются следующие требования:

- времятоковая характеристика предохранителя должна проходить ниже, но возможно ближе к времятоковой характеристике защищаемого объекта;

- при коротком замыкании предохранители должны работать селективно;

□ время срабатывания предохранителя при коротком замыкании должно быть минимально возможным, особенно при защите полупроводниковых приборов. Предохранители должны работать с токоограничением;

□ характеристики предохранителя должны быть стабильными. Разброс параметров из-за производственных отклонений не должен нарушать защитные свойства предохранителя;

□ замена сгоревшего предохранителя или плавкой вставки не должна требовать много времени.

Плавкие предохранители применяются для защиты участка цепи или электрической установки от действия токов короткого замыкания или от длительных перегрузок. В электрических сетях плавкие предохранители применяют на напряжении до 35 кВ. В частности, для защиты силовых трансформаторов на подстанциях напряжением 35 кВ используют предохранители типа ПСН-35.

В электрических сетях до 1 кВ применяются плавкие предохранители следующих видов: с открытой плавкой вставкой серии П-предохранители этой серии не имеют устройств, ограничивающих объем дуги, выброс пламени и частиц расплавленного металла; с полужакрытым патроном серии СПО или ПТ-патрон предохранителя этих серий открыт с одной или двух сторон, что несколько ограничивает выбросы пламени и металла; с закрытым патроном, в котором дуга гасится без выброса ионизированных газов, в предохранителях без наполнителя плавкая вставка находится в заполненном воздухом патроне (серий Е27, Е33, ПР1, ПР2, ПРС), в предохранителях с наполнителем — в патроне, заполненном кварцевым песком (серий НПН, ПН2, ПНБ, ПРТ и др.). Предохранители серий Е и ПРС пробочные.

Основные параметры предохранителей: номинальный ток, номинальное напряжение и предельный ток отключения. Номинальный ток предохранителя  $I_{\text{ном.пр}}$  (указан на предохранителе) равен наибольшему из номинальных токов плавких вставок, предназначенных для данного предохранителя.

Номинальный ток плавкой вставки  $I_{\text{ном.вст}}$  — это ток, указанный на плавкой вставке, при котором она работает длительное время и не расплавляется. Номинальный ток плавкой вставки должен быть всегда меньше или равен номинальному току предохранителя ( $I_{\text{ном.вст}} < I_{\text{ном.пр}}$ ). Номинальное напряжение предохраните-

для  $U_{\text{ном.пр}}$  указывается на предохранителе  $t, \text{с}$  и соответствует наибольшему номинальному напряжению сети, в которой допускается установка данного предохранителя.

Предельный ток отключения  $I_{\text{пред.пр}}$  — наибольшее значение тока КЗ, при котором гарантируется надежная работа предохранителя, т.е. обеспечивается гашение дуги без каких-либо повреждений. Важной характеристикой предохранителя является амперсекундная, или защитная, характеристика вставки, представляющая собой зависимость времени  $t$  перегорания плавкой вставки от протекающего по ней тока  $I$  (рис. 7.1). Как видно из рисунка, время перегорания плав-

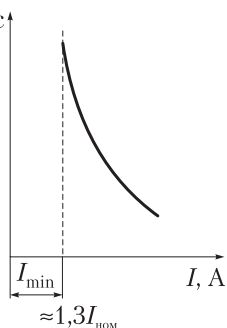


Рис. 7.1. Амперсекундная характеристика плавкой вставки

кой вставки быстро уменьшается с увеличением тока. Предохранители, устанавливаемые в сетях 380 В и ниже, должны выдерживать ток, равный  $1,3I_{\text{ном.вст}}$ , неограниченно длительное время, а ток  $1,6I_{\text{ном.вст}}$  — до 1 ч. При токах  $(2...2,5)I_{\text{ном.вст}}$  время снижается до нескольких минут или секунд в зависимости от типа предохранителя и плавкой вставки. При выборе плавких вставок необходимо учитывать защитные характеристики каждой отдельной вставки. Семейства таких характеристик имеются для каждой серии предохранителей.

Предохранители пробочные серии Е применяются главным образом для защиты участков осветительной сети переменного тока. Они могут также использоваться для защиты пусковых устройств с номинальным напряжением до 500 В электродвигателей в случаях, когда максимальное значение тока короткого замыкания на защищаемом участке не превышает 2000 А. Предохранители серий ПР1 и ПР2 применяются для защиты установок переменного тока с напряжением до 250 В (первый габарит) и с напряжением до 500 В (второй габарит). Они могут использоваться и для защиты установок постоянного тока напряжением до 220 и 440 В. Предохранители серии ПР выпускаются на номинальные токи от 15 до 1000 А в двух исполнениях (по длине) патронов (на 230 и 500 В).

Предохранители серии ПР1 отличаются от предохранителей серии ПР2 размерами и конфигурацией отдельных деталей. Пред-

охранители серии ПН2 обладают повышенной коммутационной способностью и, начиная с тока 5000 А, работают как токоограничивающие. Поэтому их можно использовать для защиты электроустановок при любой мощности питающей сети с напряжением до 500 В переменного тока и до 400 В постоянного тока. Предохранители серии ПН2 получили наибольшее распространение в распределительных сетях сельскохозяйственного назначения. Благодаря своей высокой механической прочности они могут использоваться в блоке рубильник — предохранитель. Предохранители изготавливаются на номинальные токи от 100 до 600 А.

Для защиты силовых вентиляей полупроводниковых преобразователей средней и большой мощности при внешних и внутренних коротких замыканиях широко применяются быстродействующие плавкие предохранители (рис. 7.2). Они состоят из контактных ножей и плавкой вставки из серебряной фольги, помещенной в закрытый фарфоровый патрон. Плавкая вставка таких предохранителей имеет узкие калиброванные перешейки, которые снабжены радиаторами из хорошо проводящего тепло керамического материала, посредством которых тепло отводится к корпусу предохранителя. Эти радиаторы служат также дугогасительными камерами с узкой щелью, что значительно улучшает гашение дуги, возникающей в области перешейка. Параллельно плавкой вставке установлен сигнальный патрон, блинкер которого сигнализирует о расплавлении плавкой вставки и, воздействуя на микровыключатель, замыкает сигнальные контакты.

В настоящее время полупроводниковые преобразователи оснащаются предохранителями серии ПП57, предназначенными для защиты преобразовательных агрегатов при внутренних коротких



замыканиях переменного и постоянно-го тока при напряжениях 220...2000 В на токи 100, 250, 400, 630 и 800 А. Быстродействующие предохранители могут устанавливаться последовательно в цепи каждого вентиля, а в реверсивных преобразователях с отдельным управлением одним предохранителем защищаются вентили группы «Вперед» и группы «Назад».

Эксплуатация предохранителей всех типов сводится к контролю за состоянием и нагревом контактных соединений и к замене перегоревших плавких вставок (пробок). Замену предохранителей (пробок) можно производить без снятия напряжения с установки, но при обязательном отключении нагрузки с защищаемой линии другим аппаратом. Эту работу следует выполнять в защитных очках, стоя на диэлектрическом коврике. Патроны предохранителей следует извлекать с помощью изоляционных клещей, специальной съемной ручки или рукой, защищенной диэлектрической перчаткой. При обслуживании предохранителей следует помнить о совершенно недопустимом использовании «жучков», что может при случайном их перегорании во время осмотра предохранителя или во время установки в контактные стойки (звинчивания в гнездо патрона) привести к несчастному случаю. Особенность предохранителей серий ПР заключается в том, что после трех отключений одним патроном предельных значений тока фибровая трубка должна быть заменена.

Необходимо при смене плавкой вставки обращать внимание на надежность контактного соединения между концами плавкой вставки с торцами нажимных колпачков или контактных ножей. Запасные цинковые плавкие вставки для предохранителей ПР при хранении покрываются слоем плохо проводящего окисла, поэтому перед установкой в патрон такую плавкую вставку следует очистить от окисла в тех местах, где она соприкасается с ножом.

Ремонт предохранителей серии Е сводится к замене разбитых фарфоровых элементов и плавких вставок. При этом плавкая вставка должна устанавливаться внутри корпуса пробки, а ее концы надежно припаиваться к контактным элементам пробки; при пайке не следует пользоваться кислотой из-за возможности усиленной коррозии. При ремонте предохранителей серии ПР заменяют запасными вышедшие из строя детали.

При повреждении фарфоровой трубки патрона предохранителя ПН2 (сколы на торцовых поверхностях, повреждения резьбы, сквозные трещины) ее следует заменить, так как при отключении токов короткого замыкания такой патрон может разрушиться. Плавкие вставки выбираются в соответствии с расчетом и результатами опробования защиты отдельных элементов сети.

При эксплуатации необходимо следить, чтобы расстояния между токоведущими частями предохранителей различных фаз и заземленными частями электроустановки были не менее 12 мм для 380 В и не менее 20 мм для 500 В. Предохранители при длительной эксплуатации изменяют свои характеристики — «стареют». Поэтому их необходимо периодически заменять новыми. Обслуживание предохранителей сводится к контролю за состоянием контактных соединений и к замене перегоревших плавких вставок запасными заводского изготовления.

**Замена предохранителя.** Современные комбинированные рубильники под предохранители обеспечивают безопасную замену предохранителя. Это получается за счет двойного отключения контактов как со стороны нагрузки, так и со стороны сети. В таких рубильниках в выключенном положении на предохранителе нет потенциала и до него можно дотрагиваться пальцами (в соответствии с требованиями по электробезопасности, необходимо убедиться в отсутствии напряжения индикатором напряжения или другими средствами). Также при замене предохранителя можно использовать основные средства защиты, такие как диэлектрический держатель предохранителя, диэлектрические перчатки. При этом, когда предохранитель снят с рубильника, обеспечивается видимый разрыв электрической цепи (рис. 7.3).

Для безопасного обслуживания предохранителя типа ПН2 на крышках патронов имеются Т-образные выступы, за которые патрон предохранителя при отсутствии нагрузки цепи может быть вынут из контактных стоек специальной ручкой, пригодной для любых патронов серии ПН2.



Рис. 7.3. Установка плавких предохранителей

В процессе эксплуатации плавкие предохранители могут изменять свои характеристики из-за старения материала плавких элементов. Особенно подвержены старению плавкие элементы из меди на воздухе. Срок службы плавких элементов из меди намного короче срока службы плавких элементов из серебра. При эксплуатации предохранителей должна контролироваться температура контактных соединений. Температура контактных выводов



плавких вставок в месте контакта с контактными зажимами основания обычно по техническим данным не превышает 105 °С у предохранителей на номинальный ток до 15 А, 120 °С — у предохранителей на ток до 100 А и 135 °С — на большие токи.

Необходимо обращать внимание на контакт плавкой вставки с держателем. При плохом контакте переходное сопротивление контакта может достигать 50 % электрического сопротивления плавкого элемента, отчего происходит перегрев предохранителя в номинальном режиме работы и уменьшается срок его службы.

### 7.3. Эксплуатация автоматических выключателей



Промышленностью выпускаются установочные автоматические выключатели с электромагнитным расцепителем, предназначенные для защиты от коротких замыканий; с электротепловым расцепителем, предназначенные для защиты от перегрузок; с комбинированным (электромагнитным и тепловым) расцепителем; с расцепителем минимального напряжения, а также с независимым расцепителем, позволяющим отключать автоматический выключатель с помощью сигналов от внешних устройств. Общий вид автоматического выключателя представлен на рис. 7.4.

Сила тока уставки электромагнитного расцепителя при защите электродвигателей с короткозамкнутым ротором должна составлять от 1,5 до 1,8 значения пускового тока электродвигателя.

Автоматические выключатели серий А-3700, ВА и их аналоги по роду максимальной защиты имеют токоограничивающее и селективное исполнения. Расцепители токовой защиты выполняют: для токоограничивающих выключателей — на полупроводниковых, биметаллических и электромагнитных элементах; для селективных выключателей — на полупроводниковых элементах. Кроме того, выключатель может иметь расцепитель минимального напряжения и независимый отключающий расцепитель для дистанционного отключения.



Рис. 7.4. Автоматический выключатель

В процессе эксплуатации автоматические выключатели подвергаются техническому уходу и текущим ремонтам, после чего их испытывают.

При проверке и испытании автоматических выключателей выполняют следующее: внешний осмотр, измерение сопротивления изоляции и ее испытание напряжением промышленной частоты, проверку действия минимальных, максимальных или независимых расцепителей. При внешнем состоянии проверяют соответствие установленных автоматических выключателей параметрам сети; отсутствие внешних повреждений и наличие пломб на блоках полупроводниковых расцепителей. Сопротивление изоляции проверяют мегомметром на 1000 В. При неудовлетворительной изоляции необходимо выяснить причины: снять дугогасительные камеры и проверить состояние полюсов, отсутствие загрязнений и подключение к полюсам внешней коммутации, возможность загрязнения платы выключателя. После устранения причины пониженного сопротивления его изоляцию повторно проверяют.

При настройке выключателей с полупроводниковыми расцепителями необходимо проверить: номинальное напряжение сети, номинальный ток расцепителя, кратность тока срабатывания в зоне КЗ, время срабатывания в зоне перегрузки, время срабатывания в зоне КЗ для выключателей селективного исполнения, напряжение питания дистанционного расцепителя и блока управления при его питании от постороннего источника.

Для проверки работоспособности выключателей с полупроводниковыми расцепителями необходимо подать оперативное напряжение, опробовать вручную и дистанционно включение и отключение выключателя. Тепловые и электромагнитные расцепители калибруют на заводе-изготовителе, поэтому в процессе наладки и эксплуатации регулировке они не подлежат (при наладке проверять только их работоспособность).

Проверку работоспособности электротепловых расцепителей проводят трехкратным однофазным переменным номинальным током расцепителя. Работоспособность электромагнитных расцепителей проверяют переменным или постоянным током (в зависимости от того, для какого тока предназначен выключатель) следующим образом: регулировочным устройством быстро увеличивают ток до значения, превышающего на 15 % ток срабатывания электро-

магнитного расцепителя, при этом выключатель должен отключиться. Затем отключают ток нагрузочного устройства, включают выключатель и, не изменяя положение ручек регулировочного устройства, включают толчком ток от нагрузочного устройства, при этом выключатель должен отключиться. Не изменяя значения тока, проверяют работоспособность электромагнитных расцепителей других полюсов. Срабатывание электромагнитного расцепителя каждого полюса и отключение выключателя должны происходить при токе уставки, указанном на щитке, с допустимыми отклонениями  $\pm 33\%$  для новых выключателей за время не более 0,04 с. Для выключателей, бывших длительное время в эксплуатации, отклонения тока срабатывания могут достигать  $\pm 30\%$ .

Испытание расцепителей автоматических выключателей производится на специальных стендах, обеспечивающих необходимые токи испытаний.

На рис. 7.5 представлена принципиальная электрическая схема одного из вариантов стенда. Автотрансформатор TV1 (например, РН0-250-10) предназначен для регулирования напряжения на первичной обмотке разделительного трансформатора TV2 (например, ОСМ1 — 1,0). Выход трансформатора TV2 включен через трансформатор тока ТА (УТТ-1). Трансформатор тока ТА имеет зажимы для выбора требуемого диапазона токов: 15, 50, 150, 600 А. Диапазон токов изменяется с помощью переключки *а–б*. В цепи «Наладка» включен вспомогательный автоматический выключатель QF2, который не должен срабатывать при испытательных токах. В цепи «Испытание» включены последовательно выключатель-разъединитель Q5 (ВН-32, 100 А) и испытуемый автоматический выключатель QF3. Автоматический выключатель QF1 (ВМ-40,  $I_n = 32$  А, тип расцепителя D) предназначен для включения стенда в однофазную сеть 220 В.

Вольтметр PV используется для контроля выходного напряжения. Для автоматического включения и отключения секундомера РТ служит реле тока КА (типа РТ-40).

При испытаниях включают QF3 (разъединитель Q5 отключен). Включают QF2. Автотрансформатором TV1 выставляют требуемый испытательный ток, затем отключают QF2 и включают Q5. Срабатывает токовое реле КА и включает секундомер РТ. При срабатывании расцепителя автоматического выключателя QF3

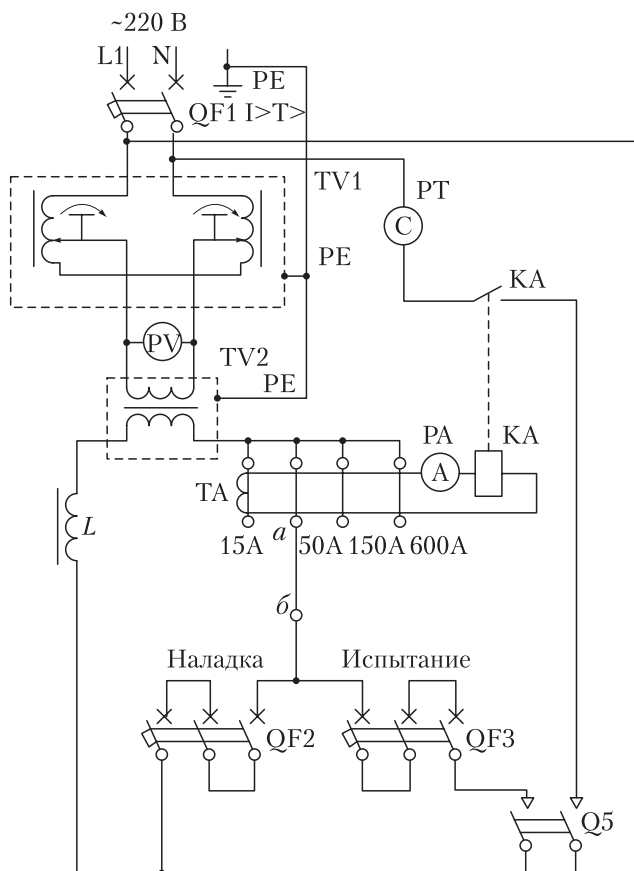


Рис. 7.5. Принципиальная электрическая схема стенда для испытания и наладки автоматических выключателей

ток во вторичной цепи прерывается, отключаются реле КА и секундомер РТ.

Расцепители автоматического выключателя сначала испытываются пофазно, а потом при последовательном соединении всех элементов. При пофазной проверке сначала испытывается тепловой расцепитель. Кратность тока перегрузки выбирают по защитной характеристике автоматического выключателя (обычно  $1,3I_{н.р}$  и  $2,6I_{н.р}$ ). Затем увеличивают перегрузку до значения тока отсечки и проверяют срабатывание электромагнитного расцепителя.

Согласно ТКП 339–2011, проверка действия автоматических выключателей включает:

- проверку сопротивления изоляции. Проводится у выключателей на номинальный ток 400 А и более. Значение сопротивления изоляции – не менее 1 МОм;

- проверку действия расцепителей. Проверяется действие расцепителя мгновенного действия. Выключатель должен срабатывать при токе не более 1,1 верхнего значения тока срабатывания выключателя, указанного изготовителем.

В электроустановках, выполненных согласно требованиям п. 6 ТКП 45-4.04–149, проверяются все вводные и секционные выключатели, выключатели цепей аварийного освещения, пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, а также не менее 2 % выключателей распределительных и групповых сетей.

В других электроустановках испытываются все вводные и секционные выключатели, выключатели цепей аварийного освещения, пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, а также не менее 1 % остальных выключателей.

Проверка проводится в соответствии с указаниями изготовителей. При выявлении выключателей, не отвечающих установленным требованиям, дополнительно проверяется удвоенное количество выключателей.

## 7.4. Эксплуатация электромагнитных пускателей и контакторов



Электромагнитные пускатели предназначены, главным образом, для дистанционного управления трехфазными асинхронными электродвигателями с короткозамкнутым ротором, а именно: для пуска непосредственным подключением к сети и остановки (отключения) электродвигателя (нереверсивные пускатели), для пуска, остановки и реверса электродвигателя (реверсивные пускатели). Кроме того, пускатели в исполнении с электротепловыми реле осуществляют также защиту электродвигателей от перегрузок недопустимой продолжительности.

Электромагнитные пускатели открытого исполнения предназначены для установки на панелях, в закрытых шкафах и в других

местах, защищенных от попадания пыли и посторонних предметов. Магнитные пускатели защищенного исполнения предназначены для установки внутри помещений, в которых окружающая среда не содержит значительного количества пыли. Магнитные пускатели пылебрызгонепроницаемого исполнения предназначены как для внутренних, так и для наружных установок в местах, защищенных от солнечных лучей и от дождя (под навесом). Общий вид электромагнитных пускателей и контакторов представлен на рис. 7.6.

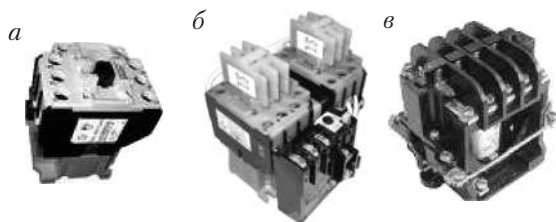


Рис. 7.6. Электромагнитные пускатели и контакторы:  
а — ПМА; б — ПМЛ; в — ПМЕ

При наладке электромагнитных пускателей проводят внешний осмотр, проверяют изоляцию токоведущих частей, измеряют сопротивления катушек постоянному току, регулируют механическую часть, проверяют и настраивают пускатель под ток.

При внешнем осмотре проверяют соответствие аппарата и его катушек проекту, состояние главных и блокировочных контактов и их пружин, гибких соединений, дугогасительных камер и т.п.

Сопротивление изоляции катушек и контактов измеряют мегомметром на напряжение 500...1000 В. Сопротивление изоляции катушек пускателей должно быть не ниже 0,5 МОм.

Сопротивление катушек постоянному току достаточно измерять с погрешностью 2...3 %. Такие измерения могут быть выполнены омметром, мостом типа ММВ и аналогичными приборами.

Магнитные пускатели, поступившие с завода-изготовителя, как правило, полностью соответствуют каталожным данным. При пусконаладочных испытаниях проверка механической части обычно сводится к затяжке болтов, крепящих подшипники, устранению затираний в подшипниках; проверке свободной самоустановки и плотности прилегания якоря к ярму; затяжке болтов, крепящих силовые контакты и выводы к ним; регулировке растворов и про-

валов главных контактов и одновременности их замыкания; проверке нажатия контактов (в случае необходимости), замене контактных пружин; затяжке болтов и гаек системы блок-контактов, проверке центровки блок-контактов, регулировке их зазоров, проверке и (при необходимости) замене пружин на пальцах блок-контактов; проверке отсутствия затирания между контактами и дугогасительными камерами; проверке крепления катушки; зачистке рабочих поверхностей главных и блокировочных контактов.

При затирании в подшипниках следует отпустить крепящие болты пускателей и, найдя положение, соответствующее свободному ходу вала, затянуть их заново.

Плотное прилегание якоря к ярму дает возможность избежать вибрации (гудения) и связанного с ней повышенного износа аппарата. Проверку осуществляют щупом толщиной 0,05 мм.

Важным параметром контактных соединений является переходное сопротивление, зависящее от тока, характера нагрузки, силы сжатия контактов, материала контактов и др. На практике для контроля контактных соединений измеряют падение напряжения при прохождении через контакты постоянного тока от источника питания с напряжением 2...5 В. При измерении сопротивления испытательный ток должен быть равным номинальному.

Падение напряжения на контактах магнитного пускателя при номинальном токе 50 А не должно превышать 70 мВ.

При проверке и настройке аппаратов под током измеряют напряжения втягивания и отпускания. Минимальное напряжение на зажимах втягивающей катушки, при котором пускатель включается надежно, должно быть не выше 85 % номинального. Напряжение отпускания не нормируется, но его следует измерить, так как оно характеризует состояние некоторых элементов аппарата (остаточный немагнитный зазор, конечное нажатие пружин, свободный ход якоря). Напряжение отпускания измеряют также для оценки надежности удержания пускателя при снижении напряжения в питающей сети.

Под током пускатели испытывают в первую очередь на гудение и вибрацию. Причинами гудения могут быть плохое прилегание якоря к ярму, повышенная жесткость контактных пружин, повреждение короткозамкнутых витков или неправильный их подбор (при ревизии и сборке), несоответствие катушки каталожным данным, нарушение шихтовки магнитопровода.

При плохом прилегании якоря к ярму проводят дополнительную механическую регулировку, а при необходимости притирку полюсов.

Следует иметь в виду, что в процессе включения аппаратов переменного тока индуктивность катушки значительно увеличивается по мере уменьшения воздушного зазора. Общее сопротивление катушки определяется в основном ее индуктивным сопротивлением, поэтому ток катушки в момент включения, когда индуктивное сопротивление мало, может быть в 10–15 раз больше, чем при подтянутом якоре. Вследствие этого проверку пускателей на напряжение втягивания нужно проводить очень быстро во избежание перегрева катушек током включения.

Во время испытания пускателей желательно измерить ток, протекающий через катушку при втянутом якоре и номинальном напряжении. При испытании пускателей с нагрузкой проверяется надежность гашения дуги. Четкость гашения дуги оценивают визуально — по характеру вспышки при размыкании контактов и по состоянию контактных повреждений.

Заключительным этапом наладки аппаратов (контакторов, пускателей и т.п.) перед вводом в эксплуатацию является проверка работы их при пониженном и номинальном напряжениях оперативного тока.

**Электротепловые реле.** В сельскохозяйственных электроустановках наибольшее распространение имеют однополюсные тепловые реле серии ТРП, двухполюсные серии ТРН и трехполюсные серий РТЛ, РТТ.

Номинальные токи уставок реле ТРП относятся к температуре окружающего воздуха 40 °С. При выборке уставок этих реле необходимо вводить температурную поправку. Реле серии ТРН выпускаются с температурной компенсацией, номинальные токи уставок этих реле относятся к температуре окружающего воздуха 20 °С.

Трехполюсные тепловые реле с биметаллическими элементами серий РТЛ, РТТ более совершенны. Преимущества этих серий заключаются в следующем: ускоренное срабатывание при обрыве одной из фаз, температурная компенсация, регулировка тока несрабатывания, наличие контакта для размыканий цепи катушки контактора и включения сигнализации.



В отличие от реле типа ТРН и ТРП, реле серий РТЛ и РТТ не имеют сменных нагревательных элементов. Защитные характеристики реле РТЛ несколько лучше, чем у реле типа ТРП и ТРН. Реле РТЛ не срабатывает при номинальном токе и срабатывает в течение 20 мин при перегрузке 1,2. При токе  $6I_n$  время срабатывания реле будет 6...12 с при 0,2...63 А; 8...15 с при 63...160 А; 6...12 с при 100...630 А.

**Регулировка тепловых реле.** Только качественно отрегулированные тепловые реле могут защитить электродвигатели от перегрузок. Если тепловые реле на заводе-изготовителе отрегулированы правильно, то для конкретного электродвигателя их можно подрегулировать, используя регулировочный рычаг или винт. Уставки регулировки можно определить расчетом. Чтобы обеспечить нормальное срабатывание тепловых реле, их необходимо не только правильно выбрать, но и точно отрегулировать.

Тепловые реле нужно проверять и при необходимости регулировать: при первой установке; при замене нагревательных элементов; при нормальной эксплуатации — 1 раз в 2...3 года.

Прежде чем приступить к регулировке тепловых реле, определяют ток срабатывания в функции выдержки времени без предварительного подогрева; ток срабатывания в функции выдержки времени после подогрева номинальным током.

Через нагревательный элемент пропускают ток пониженного напряжения, имитируя таким образом реальную нагрузку, и по секундомеру определяют время срабатывания. Изменяя величину тока, можно получить всю токовременную защитную характеристику и сопоставить ее с требуемой.

Однако на это затрачивают много времени, так как для получения всей характеристики нужно снять несколько точек. Для соблюдения одинаковых режимных условий после каждого срабатывания защиты необходимо ждать охлаждения нагревательных элементов до температуры окружающей среды или прогревать их длительное время (не менее 2 ч) рабочим током. Испытания реле нагрузочным током проводят на испытательном стенде (см. рис. 7.5). Перед подачей напряжения на тепловые элементы регулировочный рычаг реле устанавливают в среднее (нулевое) положение. Затем через реле пропускают ток номинального значения защищаемого объекта.

В связи с тем что тепловые элементы на заводе-изготовителе калибруют при температуре 35 °С, при испытании образца реле необходимо скорректировать подаваемый на реле номинальный ток с учетом температуры окружающей среды. Эта корректировка должна быть выполнена в соответствии с заводской инструкцией. Тепловые элементы находятся под током в течение 2 ч, затем ток нагрузки поднимают до 120 % номинального. При этой нагрузке реле должно сработать за время не более 20 мин. Если за это время оно не сработало, необходимо медленно перемещать регулировочный рычаг в сторону начала шкалы до момента срабатывания реле. Затем снижают ток до номинального, дают реле остыть и вновь повторяют опыт при токе  $1,2I_{\text{н}}$ .

Если при первоначальной проверке реле срабатывает слишком быстро (менее чем за 10 мин), ток следует снизить до номинального, увеличить уставку и после проверки реле повторить опыт.

Электротепловые реле имеют только ручной возврат, осуществляемый нажатием кнопки через 1...2 мин после срабатывания.

Защитные характеристики расцепителей электротепловых реле имеют значительный разброс, поэтому при анализе эффективности защиты электроустановки тепловыми реле (расцепителями) необходимо учитывать режим ее работы до появления перегрузки. Настройку и регулировку тепловых реле (расцепителей) выполняют при пусконаладочных работах и периодически при текущих ремонтах пускозащитной аппаратуры, а также при замене двигателей или изменении режима их работы.

## 7.5. Эксплуатация устройств встроенной температурной защиты



Встроенная температурная защита (УВТЗ) реагирует на температуру обмотки электродвигателя. Как показывает практика, встроенная температурная защита эффективно отключает электродвигатели при длительных перегрузках, повышенной температуре окружающей среды, нарушениях в системе охлаждения. Небольшие габариты позволяют устанавливать эти устройства практически в любой магнитный пускатель отечественного произ-

водства вместо применяемых тепловых реле. Сравнительно большой гарантийный срок службы и относительно малая стоимость способствуют широкому использованию этих устройств в сельском хозяйстве.

Температурная защита состоит из температурных датчиков и управляющего устройства.

Наибольшее практическое применение для датчиков встроенной температурной защиты электродвигателей находят позисторы с положительным температурным коэффициентом сопротивления. Характерное свойство позистора – высокая чувствительность в узком интервале температур. Габаритные размеры позисторов достаточно малы, их удобно устанавливать в статорные обмотки трехфазных электродвигателей любой мощности.

Температуру срабатывания позисторов, при которой происходит резкий скачок сопротивления, называют классификационной, так как она согласована с допустимой температурой изоляции соответствующего класса.

Часть электродвигателей выпускают со встроенными позисторами. В этом случае в обозначение двигателей серии 4 А добавлена буква Б, например электродвигатель 4А132МБУЗ.

При проверке работоспособности УВТЗ определяют зависимость сопротивления позисторов от функции температуры, сопротивление срабатывания и коэффициент возврата при изменении напряжения питания в пределах  $(0,7...1,1)U_n$ , проверяют четкость срабатывания устройства в рабочей схеме при обрыве и коротком замыкании в цепи позисторов.

Зависимость сопротивления позисторов от температуры определяют с помощью моста типа УМВ или многопредельного омметра типа Ф410 и ртутного термометра на 200 °С путем нагрева позисторов в трансформаторном масле.

Для определения сопротивления срабатывания и коэффициента возврата защитного устройства можно воспользоваться схемой, собранной на стенде (рис. 7.7).

Уставку сопротивления срабатывания УВТЗ проверяют следующим образом. К зажимам 5, 6 подключают магазин сопротивлений МС и предварительно устанавливают на нем величину сопротивления не ниже 100 Ом. Напряжение поднимают автотрансформато-



Коэффициент возврата определяют по выражению

$$K_{\text{воз}} = \frac{R_{\text{воз}}}{R_{\text{сп}}}, \quad (7.1)$$

где  $R_{\text{сп}}$  — сопротивление срабатывания УВТЗ;  $R_{\text{воз}}$  — сопротивление возврата УВТЗ.

По экспериментальным данным необходимо построить характеристику позистора и уточнить, при каких температурах происходит срабатывание и возврат защитного устройства УВТЗ. Затем собирают рабочую схему, т.е. подсоединяют позистор  $R2$  (зажимы 5, 6) к зажимам УВТЗ. При собранной рабочей схеме проверяют самоконтроль защитного устройства — четкость срабатывания при обрыве или коротком замыкании в цепи позисторов.

## 7.6. Эксплуатация устройств защитного отключения



В соответствии с п. 8.7 ТКП 339–2011 установка устройств защитного отключения (УЗО) обязательна: если устройство защиты от сверхтоков (автоматический выключатель, предохранитель) не обеспечивает 0,4 с нормируемого времени автоматического отключения при номинальном напряжении 230 В (по ГОСТ 30331.3–95) и электроустановка не охвачена системой уравнивания потенциалов; для групповых линий, питающих штепсельные розетки, которые находятся вне помещений и в помещениях, особо опасных или с повышенной опасностью для мобильных (инвентарных) зданий из металла или с металлическим каркасом для уличной торговли и бытового обслуживания населения по ГОСТ 30339–95; для групповых линий, питающих светильники класса защиты I общего освещения, устанавливаемых в помещениях с повышенной опасностью и особо опасных при высоте установки менее 2,5 м над полом или площадкой обслуживания; для групповых линий, питающих штепсельные розетки на столах в учебных кабинетах и лабораториях общеобразовательных учреждений; для групповых линий, питающих светильники местного стационарного освещения напряжением свыше 25 В, устанавливаемых в помещениях

с повышенной опасностью и особо опасных; для питания установок распределенного электрообогрева поверхностей; для питания установок световой рекламы и архитектурного освещения зданий.

На групповых линиях, питающих штепсельные розетки для переносных электрических приборов, рекомендуется предусматривать устройства защитного отключения с номинальным дифференциальным током срабатывания не более 30 мА.

Установка УЗО рекомендуется: в линиях, питающих стационарно установленное электрооборудование и светильники в ванных и душевых помещениях; при подключении бытовой техники — стиральных и посудомоечных машин, электроплит и электроводоподогревателей; при устройстве электропроводок в садовых домиках; для групповых линий, питающих штепсельные розетки на столах в учебных кабинетах и лабораториях в высших и средних специальных учреждениях; в групповых линиях, питающих демонстрационные и проверочные стенды.

Необходимость выполнения рекомендаций по установке УЗО определяется проектной организацией по условиям обеспечения электро- и пожаробезопасности с учетом требований заказчика.

В зоне действия УЗО нулевой рабочий проводник не должен иметь соединений с заземленными элементами и нулевым защитным проводником.

Во всех случаях УЗО должно обеспечивать надежную коммутацию цепей нагрузки с учетом возможных перегрузок. Следует использовать преимущественно УЗО, являющееся единым аппаратом с автоматическим выключателем, обеспечивающим защиту от сверхтоков. Не допускается использование УЗО в групповых линиях, не имеющих защиты от сверхтоков, без дополнительного аппарата, который обеспечивает эту защиту.

Запрещается установка УЗО для электроприемников, отключение которых может привести к ситуациям, опасным для потребителей (отключение противопожарной сигнализации и других устройств).

Номинальный отключающий дифференциальный ток УЗО должен быть не менее чем в 3 раза больше суммарной величины тока утечки защищаемой сети с учетом подключенных стационарных и переносных электроприемников в нормальном режиме работы. Для электроприемников с номинальным током, превышающим 32 А, при отсутствии данных о токе утечки электроприемников

величину его следует принимать из расчета 0,4 мА на 1 А тока нагрузки, а величину тока утечки сети — из расчета 10 мкА на 1 м длины фазного проводника. Уставку УЗО для каждого случая применения следует выбирать с учетом фактического значения отключающего дифференциального тока УЗО, которое, согласно требованиям СТБ ГОСТ Р 50807, должно находиться в диапазоне от половины до целого значения номинального отключающего тока.

**Монтаж и эксплуатация устройств защитного отключения, управляемых дифференциальным током.** При монтаже УЗО необходимо правильно выполнить разделение нулевого рабочего (*N*) и нулевого защитного (*PE*) проводников в зоне защиты УЗО.

Нулевой рабочий проводник не должен иметь электрического контакта с заземленными элементами установки. Необходимо обращать внимание на то, чтобы после УЗО нулевые проводники двух линий имели отдельные клеммы для нулевого проводника.

В процессе эксплуатации следует ежемесячно проверять работоспособность (исправность) УЗО нажатием кнопки «Тест». Проверка работы УЗО производится по рекомендациям ГОСТ Р 50571.16–99.

*Методика определения порога срабатывания УЗО по дифференциальному отключающему току.*

1. Отключить от установленного в электроустановке УЗО цепь нагрузки с помощью двухполюсного автоматического выключателя. В том случае, если в электроустановке применен однополюсный автоматический выключатель, при выполнении данного измерения необходимо отсоединить и нулевой рабочий проводник (для исключения влияния тока утечки с нулевого рабочего проводника).

2. Подключить с помощью гибких проводников к указанным на схеме клеммам УЗО измерительную цепь с переменным резистором и миллиамперметром. Переменный резистор первоначально должен находиться в положении максимального сопротивления.

3. Плавное снижение сопротивления резистора, зафиксировать показание миллиамперметра в момент срабатывания УЗО. Зафиксированное значение тока является отключающим дифференциальным током данного экземпляра УЗО, которое, согласно требованиям стандартов, должно находиться в диапазоне  $(0,5...1)I_{\Delta n}$ .

В том случае, если значение  $I\Delta n$  выходит за границы данного диапазона, УЗО подлежит замене.

*Порядок поиска дефектной цепи в электроустановке (срабатывает УЗО и повреждена изоляция в электроустановке).*

1. Повторно включить УЗО. Если УЗО включается, то была временная неисправность. Произвести проверку изоляции электроустановки мегомметром, включая  $N$ - и  $PE$ -проводники. Если УЗО не включается, то следует отключить все предохранители или автоматические выключатели после УЗО.

2. Включить снова УЗО. Если оно включилось, то поочередно включать отдельные электрические цепи до тех пор, пока не сработает УЗО. Следовательно, цепь, вызывающая срабатывание УЗО, имеет дефектную изоляцию. Продолжить локализацию повреждения: отключить поврежденную цепь и поочередно снова включать другие потребители. В отключенной линии измерить сопротивление всех проводников; найти поврежденную часть электроустановки, отремонтировать ее и снова включить в сеть.

3. Если при включении УЗО по п. 2 оно не включается, то следует отключить проводники на выходе УЗО, включая  $N$ -проводник.

4. Снова включить УЗО. Если оно тут же отключается, то УЗО неисправно. Если УЗО не отключается, то повреждена изоляция проводников на выходе УЗО. Поменять проводники и снова включить электроустановку в сеть.

УЗО, применяемые в электроустановках, должны иметь сертификат соответствия с указанием срока его действия (обычно выдается на 3 года), технический паспорт, руководство по эксплуатации с указанием технических параметров, гарантийное обязательство.

Результаты контроля УЗО в составе электроустановки заносятся в протокол испытаний УЗО. В протоколе указываются технические параметры применяемого УЗО, результаты проверки правильности установки УЗО в схеме электроустановки, результаты проверки правильности монтажа, проверка работоспособности УЗО.

При выборе проводников следует учитывать возможность их присоединения к УЗО, так как многие импортные УЗО допускают подключение только медных проводников.

Применяемые типы УЗО функционально должны предусматривать возможность проверки работоспособности. Рекомендации по применению УЗО приведены в табл. 7.2.



Таблица 7.2

**Токи срабатывания УЗО, рекомендуемые нормативными документами**

Объект применения	Ток срабатывания $I_{\Delta n_2}$ , мА	Нормативные документы
Жилые и общественные здания: розеточные цепи общие цепи	30 $\leq 300$	ПЭУ, 7-е изд.
Ванные и душевые помещения: отдельная линия совмещенные цепи	10 30	ГОСТ Р 50571.11–96
Строительные площадки: штепсельные розетки	$\leq 30$	ГОСТ Р 50571.23–2000
Промышленные объекты: штепсельные розетки общие цепи	30 $\leq 500$	ГОСТ Р 50571.17–2000 ПУЭ, 7-е изд.
Мобильные здания	$\leq 30$	ГОСТ Р 50669–94
Сельскохозяйственные объекты: штепсельные розетки общие цепи	30 $\leq 100$	ПУЭ, 7-е изд.
Передвижные электроустановки	$\leq 30$	ПУЭ, 7-е изд.
Переносной электроприемник	$\leq 30$	ПУЭ, 7-е изд.
Групповые линии, питающие электроприемники наружной установки	$\leq 30$	ГОСТ Р 50571.8–94
Наружное освещение фасадов, световая реклама	$\leq 30$	ПУЭ, 7-е изд.
Цепи освещения помещений	$\leq 30$	ПУЭ, 7-е изд.

Согласно п. 4.4 ТКП 339–2011, устройства защитного отключения, управляемые дифференциальным (остаточным) током (далее — УЗО-Д), проверяются в соответствии с СТБ ГОСТ Р 50807–2003.

Испытательная цепь должна характеризоваться низкой индуктивностью.

Устройства защитного отключения, управляемые дифференциальным (остаточным) током, подвергаются сериям испытаний (каждая серия состоит из пяти измерений), которые проводят для каждого полюса отдельно. Для УЗО-Д с вспомогательным источником питания каждую серию испытаний повторяют при напряжениях, равных 1,1; 1,0; 0,85 величины номинального напряжения этого источника, подаваемых на соответствующие выводы.

Измерительные приборы для определения величины дифференциального тока должны быть класса точности 0,5.

У приборов для измерений времени отключения относительная погрешность должна быть не более 10 % от измеряемой величины.

Если измеряемые результаты вызывают сомнение в их достоверности, то время отключения измеряют запоминающим осциллографом или электронным цифровым отметчиком времени.

При предварительно замкнутых выключателях испытательной цепи и УЗО-Д постепенно повышают величину дифференциального тока с таким расчетом, чтобы дифференциальный ток от исходного уровня величиной не более  $0,2I_{отк}$  в течение 30 с достиг величины  $I_{отк}$ . Проводят не менее пяти измерений  $I_{отк}$ . Все измеренные значения должны находиться в пределах между неотключаемым дифференциальным током и током отключения.

## 7.7. Эксплуатация устройств защиты от перенапряжений в электроустановках с напряжением до 1000 В



По международному стандарту *перенапряжением в электро-техническом устройстве* называется напряжение между двумя точками электротехнического устройства, значение которого превышает наибольшее рабочее значение напряжения. Перенапряжения опасны тем, что могут привести к электрическому пробое изоляции и возникновению тока КЗ.

Перенапряжения делятся на две группы: импульсные и временные.

*Импульсное перенапряжение* — резкое увеличение напряжения в точке электрической сети, вслед за которым напряжение восстанавливается до первоначального или близкого к нему уровня. Импульсные перенапряжения длятся кратковременно, до 0,005 с (5 мс).

*Временное перенапряжение* — повышение напряжения в электрической сети выше 110 % номинального напряжения продолжительностью более 10 мс, возникающее в системах электроснабжения при коммутации или коротких замыканиях.

Средства защиты электроустановок зданий и сооружений от импульсных перенапряжений. Средства защиты электроустановок зданий от импульсных перенапряжений — разрядники различных типов и оксидно-цинковые варисторы. Согласно ГОСТ Р 51992–2002 (МЭК 61643-1–98), средства защиты от импульсных перенапряжений получили название УЗИП (устройства защиты от импульсных перенапряжений).

По определению ГОСТ Р 51992–2002, ***устройство защиты от импульсных перенапряжений (УЗИП)*** — это устройство, которое предназначено для ограничения переходных перенапряжений и для отвода импульсов тока. Это устройство содержит, по крайней мере, один нелинейный элемент.

Различают УЗИП коммутирующего, ограничивающего и комбинированного типов.

УЗИП *коммутирующего типа* в отсутствие перенапряжения сохраняет высокое полное сопротивление, но может мгновенно изменять его на низкое сопротивление в ответ на скачок напряжения. К ним относятся воздушные и газовые разрядники. Их часто называют молниеразрядниками или разрядниками грозовой защиты.

УЗИП *ограничивающего типа* (рис. 7.8) в отсутствие перенапряжения сохраняет высокое полное сопротивление, но постепенно снижает его с возрастанием волны тока и напряжения. К ним относятся варисторы и диодные разрядники. Такие УЗИП иногда называются ограничителями напряжения.

**Применение и выбор УЗИП.** Применение УЗИП требуется в следующих случаях:

□ если электроустановка получает питание от воздушной линии, число грозовых дней в году не превышает 25, но возможна повышенная опасность или повышенный риск, например электроустановки взрывоопасных или пожароопасных помещений;

□ если электроустановка получает питание по воздушной линии или включает наружную проводку, а число грозовых дней в году превышает 25. При воздушном вводе в жилые и общественные здания установка УЗИП является обязательной.

Применение УЗИП не требуется, если электроустановка получает питание по кабелю, проложенному в земле, или по кабелю, броня которого не заземлена, а импульсное выдерживаемое напряжение электрооборудования не меньше указанного в табл. 4.2 для соответствующей категории.

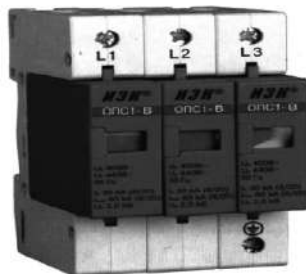


Рис. 7.8. Ограничитель импульсных перенапряжений ОПС1

Цели выбора УЗИП: обеспечить максимальные условия защиты изоляции электроустановки и предохранить УЗИП от аварийных режимов.

Перед выбором УЗИП необходимо иметь представление о трех группах параметров: о свойствах защищаемого объекта; об электрической сети; об условиях установки и окружающей среде.

Необходимо знать следующие характеристики защищаемого объекта: тип защищаемой электроустановки; способы включения ее в сеть; номинальное испытательное напряжение изоляции электроустановки; ожидаемые уровни токов молнии.

**Требования к установке и монтажу УЗИП.** УЗИП устанавливают как можно ближе к вводу питающей сети, во вводном устройстве в здание или в квартирном щитке индивидуального жилого дома. Схемы включения представлены на рис. 7.9, вариант включения в сеть приведен на рис. 7.10.

В системе *TN-C-S* УЗИП класса I должны быть установлены на вводе между каждым фазным проводником и проводником *PEN*, а УЗИП класса II — между фазой и проводником *PE*, а также между проводниками *PE* и *N*.

В системе *TN-S* УЗИП должны быть установлены между каждым фазным проводником и главной заземляющей шиной или главным заземляющим зажимом (выбирают самое короткое расстояние), а также между нулевым рабочим и нулевым защищенным проводниками, идущими к нагрузке, не должны приближаться к входным проводникам или *PE*-проводникам.

**Проверка и диагностика УЗИП при эксплуатации.** В процессе эксплуатации необходимо внешним осмотром проверять отсутствие повреждений УЗИП, проводить контроль встроенных инди-

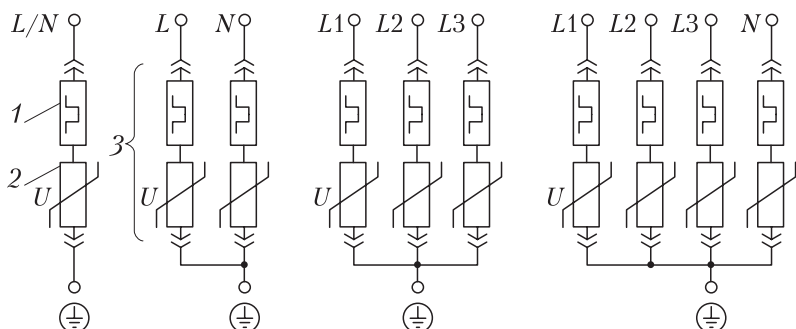


Рис. 7.9. Электрические схемы УЗИП типа ОПС1:

- 1 — встроенное тепловое инерционное устройство расцепления;  
2 — варистор; 3 — сменный защитный модуль

каторов состояния УЗИП (при их наличии) и разъединителей УЗИП, заменять неисправные УЗИП.

Текущие проверки УЗИП в объеме, указанном изготовителем, должны производиться при каждом выявлении срабатывания разъединителей УЗИП, но не реже 1 раза в год.

Периодические проверки УЗИП (не реже 1 раза в 6 лет) должны проводиться в объеме, установленном в «Правилах технической эксплуатации электроустановок потребителей» для разрядников и ограничителей перенапряжения, с учетом информации изготовителей УЗИП.

Сигнализация о том, что УЗИП вышел из строя и больше не осуществляет функцию защиты от импульсных перенапряжений, должна обеспечиваться или встроенным индикатором состояния УЗИП, или разъединителем УЗИП, например предохранителем или встроенным терморазъединителем.

При интенсивных грозах, когда может произойти несколько ударов молнии непосредственно в защищаемый объект или вблизи от него, возникает вероятность повреждения УЗИП. Они подвержены так называемому старению (деградации), т.е. постепенной потере своих способностей ограничивать импульсные перенапряжения. Интенсивнее всего процесс старения протекает при повторяющихся грозовых ударах в течение короткого промежутка времени (несколько секунд или минут), когда амплитуды импульсных токов достигают предельных максимальных параметров.

Прием в эксплуатацию и наладка аппаратов управления и защиты проводится в соответствии с ТКП 181–2009 [5].

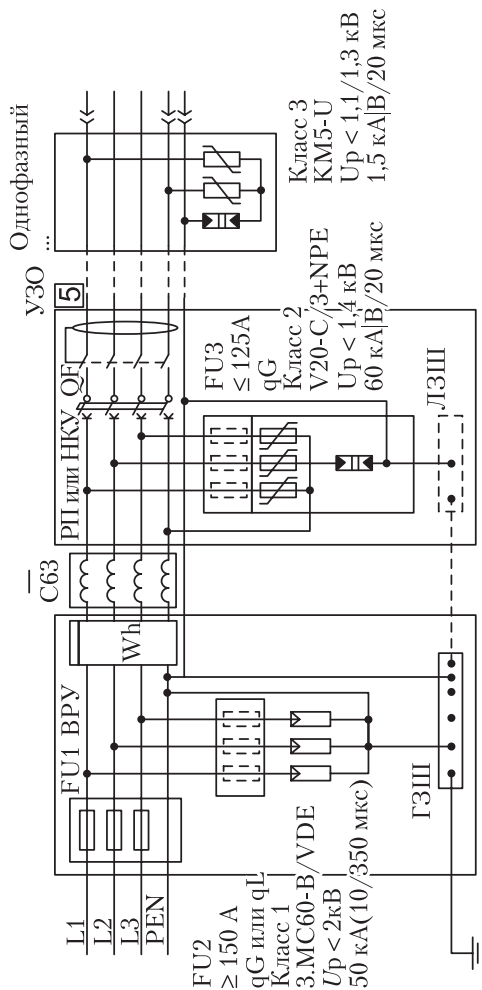
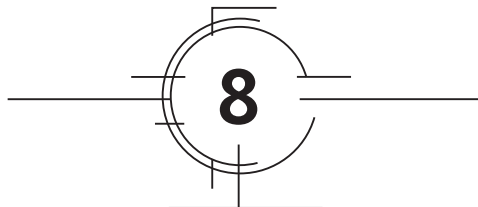


Рис. 7.10. Вариант включения УЗИП фирмы OBO BETTERMANN в сети TN-C-S: ГЗШ — главная заземляющая шина; ЛЗШ — локальная заземляющая шина

ГЗШ — главная заземляющая шина; ЛЗШ — локальная заземляющая шина



## ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОСВЕТИТЕЛЬНЫХ И ЭЛЕКТРОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ УСТАНОВОК

### 8.1. Эксплуатация осветительных и облучательных установок



Осветительные установки подразделяются на два типа: с лампами накаливания и с газоразрядными лампами. Эти лампы резко отличаются друг от друга, что необходимо учитывать при их эксплуатации. Так, они по-разному реагируют на колебания напряжения питания и параметры среды. Лампы накаливания практически не реагируют на температуру и влажность среды. Приходится учитывать только влияние влажности на коррозию металлических частей ламп, что иногда приводит к нарушению контакта и погасанию лампы, а от запыленности помещения зависят сроки чистки ламп.

Зажигание и светоотдача газоразрядных (люминесцентных) ламп практически не зависит от колебаний приложенного напряжения. Срок их службы значительно выше, чем ламп накаливания. Работа люминесцентных ламп зависит от температуры окружающей среды, и чем выше температура, тем выше давление газов внутри лампы и активнее процесс ее зажигания. При низких температурах лампа зажигается значительно хуже. Интенсивное солнечное облучение лампы положительно влияет на ее работу. Люминесцентные лампы работают при больших колебаниях напряжения, однако они очень плохо загораются при пониженном напряжении. Изменение влажности среды ведет к изменению теплоотдачи лампы и, следовательно, влияет на устойчивость ее работы.

В процессе эксплуатации осветительной установки происходит уменьшение светового потока и снижение КПД светильников. Принимая осветительную установку в эксплуатацию, проверяют соответствие проекту всех элементов установки, правильность крепления светильников, выключателей, штепсельных розеток, щитков и т.д. (выборочно).

Рабочее и аварийное освещение во всех помещениях, на рабочих местах, открытых пространствах и улицах должно обеспечивать освещенность в соответствии с ПТЭ (ТКП 181–2009).

Применяемые при эксплуатации электроустановок светильники рабочего и аварийного освещения должны быть только заводского изготовления и соответствовать требованиям государственных стандартов и технических условий. Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения знаками или окраской. Питание светильников аварийного и рабочего освещения должно осуществляться от независимых источников. При отключении рабочего освещения переключение на аварийное должно происходить автоматически или вручную, согласно проектным решениям, исходя из целесообразности по местным условиям и в соответствии с требованиями правил устройства электроустановок.

На лицевой стороне щитов и сборок сети освещения должны быть знак безопасности и надписи (маркировка) с указанием наименования (щита или сборки), номера, соответствующего диспетчерскому наименованию. С внутренней стороны (например, на дверцах) должны быть однолинейная схема, надписи с указанием значения тока плавкой вставки на предохранителях или номинального тока автоматических выключателей и наименование электроприемников, соответственно через них получающих питание. Наименование электроприемников (в частности, светильников) должно быть изложено так, чтобы работники, включающие или отключающие единично расположенные или групповые светильники, смогли бы безошибочно производить эти действия. Автоматические выключатели должны обеспечивать селективность отключения потребителей, получающих от них питание.

Для питания переносных (ручных) электрических светильников в помещениях с повышенной опасностью и в особо опасных помещениях должно применяться напряжение не выше 25 В, а при



работах в особо неблагоприятных условиях и в наружных установках — не выше 12 В. Управление сетью наружного освещения, кроме сети освещения удаленных объектов, а также управление сетью охранного освещения должно, как правило, осуществляться централизованно из помещения щита управления энергохозяйством или иного специального помещения.

Напряжение на лампах должно быть не выше номинального значения. Понижение напряжения у наиболее удаленных ламп сети внутреннего рабочего освещения, а также прожекторных установок должно быть не более 5 % номинального напряжения; у наиболее удаленных ламп сети наружного и аварийного освещения и в сети напряжением 12...50 В — не более 10 %. У оперативного персонала, обслуживающего сети электрического освещения, должны быть схемы этой сети, запас калиброванных вставок, соответствующих светильников и ламп всех напряжений данной сети освещения.

Очистку светильников, осмотр и ремонт сети электрического освещения должен выполнять по графику (плану ППР) квалифицированный персонал.

Периодичность работ по очистке светильников и проверке технического состояния осветительных установок (наличие и целостность стекол, решеток и сеток, исправность уплотнений светильников специального назначения) должна быть установлена ответственным за электрохозяйство с учетом местных условий. На участках, подверженных усиленному загрязнению, очистка светильников должна выполняться по особому графику. Смена перегоревших ламп может производиться групповым или индивидуальным способом, который устанавливается конкретно для каждого потребителя в зависимости от доступности ламп и мощности осветительной установки. При групповом способе сроки очередной чистки арматуры должны быть приурочены к срокам групповой замены ламп.

Вышедшие из строя люминесцентные лампы, лампы типа ДРЛ и другие источники, содержащие ртуть, должны храниться в специальном помещении. Их необходимо периодически вывозить для уничтожения и дезактивации в отведенные для этого места.

Осмотр и проверка сети освещения должны проводиться в следующие сроки:

- проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения — 2 раза в год;

□ измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и т.д.) — при вводе сети в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещения.

Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции проводов, кабелей и заземляющих устройств должны проводиться при вводе сети электрического освещения в эксплуатацию, а в дальнейшем по графику, утвержденному ответственным за электрохозяйство, но не реже 1 раза в три года. Результаты замеров оформляются актом (протоколом) в соответствии с нормами и объемом испытания электрооборудования.

Техническое обслуживание и ремонт установок наружного (уличного) и рекламного освещения должен выполнять подготовленный электротехнический персонал. Хозяйства, не имеющие такого персонала, могут передать функции технического обслуживания и ремонта этих установок специализированным организациям.

В сельском хозяйстве применяют установки для ультрафиолетового и инфракрасного облучения животных и птицы, для ионизации воздуха в животноводческих и птицеводческих помещениях, а также для дополнительного облучения (досвечивания) рассады в теплицах. Все эти установки чувствительны к качеству напряжения.

Обслуживать облучающие и ионизирующие установки разрешается только специалистам-электромонтерам с квалификационной группой не ниже 3, а включать и отключать — с группой 2. Перед началом каждого сезона персонал инструктируют по правилам обращения с электроустановками.

Производственная эксплуатация облучательных установок инфракрасного обогрева (ССПО1, ЛитВИКО, ОРИ, ЭО, ОРК-2, ОУ-4 и др.), бактерицидного действия (ОБУ, ОБИ, ОБНУ и др.), а также комбинированных облучателей (ИКУФ, «Луч» и др.) имеет свои особенности. Для каждой установки и в соответствии с имеющимися инструкциями составляют график и режим работы. Облученность контролируют с помощью уфиметра. Излучаемая ультрафиолетовая радиация зависит от подводимого к лампе напряжения, при отклонении его более чем на 5 % вносят поправки в режим облучения. Обычно это делают экспериментально, т.е. по показаниям уфиметра подбирают рациональный режим работы конкретной установки.

По мере старения лучистый поток ламп снижается, в связи с чем пропорционально увеличивается продолжительности ежесуточного облучения. Если интенсивность облучения, создаваемого лампой, снизилась более чем на 30 %, лампу следует заменить новой.

При работе с облучательными установками следует соблюдать специальные меры предосторожности: сокращать облученность на уровне до 2 м от пола, экранировать лампы, периодически проверивать помещение для удаления избытков озона и окислов азота, защищать открытые участки тела обслуживающего персонала от облучения и применять защитные очки из дымчатого стекла.

Техническая эксплуатация светотехнического облучательного оборудования состоит в систематическом выполнении технического обслуживания и текущего ремонта с целью поддержания высокой надежности оборудования.

*Техническое обслуживание* светотехнического оборудования проводят на месте его установки без демонтажа и разборки в плановом порядке 1 раз в 3...6 мес., как правило, в периоды технологических пауз. Типовой объем работ включает следующие, общие для всех установок, операции: измерение освещенности (облученности) в контрольных точках; очистку от пыли и грязи; проверку работоспособности установки; проверку соответствия ламп типу светильника (облучателя); замену стекол, имеющих трещины или сколы; проверку состояния патрона и зачистку его контактов; подтяжку ослабевших зажимов; проверку состояния изоляции проводов в месте ввода в арматуру, а также надежность присоединения нулевого провода к зажиму на корпусе светильника (облучателя).

В установках с газоразрядными лампами дополнительно выполняют техническое обслуживание пускорегулирующей аппаратуры.

*Текущий ремонт* светотехнического оборудования осуществляют в плановом порядке 1 раз в 12...24 мес. на месте размещения оборудования или в мастерской. Для всех видов облучателей и светильников текущий ремонт имеет следующие общие операции: очистку установки; разборку светильников (облучателей); выявление неисправностей и их устранение; при необходимости выправку и окраску корпуса светильника (облучателя); окраску отражателя (эмалированного) и экранизирующей решетки белой эмалью; сборку схемы установки; проверку сопротивления изоляции проводов и работоспособности ламп; установку их в светиль-

ник (облучатель); проверку работоспособности установки и создаваемой ею освещенности (облученности).

В установках с газоразрядными лампами дополнительно проверяют: состояние защитного стекла или решетки; исправность резисторов, конденсаторов и дросселя; при необходимости восстанавливают работоспособность пускорегулирующей аппаратуры.

Для своевременного устранения отказов светотехнического оборудования и ЗТС должны быть запасные части в соответствии с нормативами.



## 8.2. Эксплуатация электросварочного и электротехнологического оборудования

При эксплуатации и монтаже электроустановок часто проводят сварочные работы. В качестве источников сварочного тока применяют одно- и многопостовые трансформаторы, выпрямители и специальные генераторы постоянного и переменного тока, а также инверторные сварочные аппараты. На органах управления сварочным оборудованием должны быть надписи или условные знаки, указывающие функциональное назначение, и, кроме того, фиксаторы положения или ограждения, предотвращающие самопроизвольное переключение. На сварочные установки со стороны питающей сети устанавливают автоматические выключатели или предохранители. Соединительные провода между передвижной сварочной установкой и пунктом питания (длиной не более 10 м) защищают от механических повреждений.

Ток проводят к электроприводу по шланговому кабелю; обратным проводником служат сама свариваемая конструкция и гибкие провода. Запрещается использовать в этом качестве сети заземления и металлические конструкции несвариваемого технологического оборудования. Необходимо заземлить зажим вторичной обмотки сварочного трансформатора (к нему подключен обратный провод), а также корпус сварочной установки (для этого специально предусмотрен специальный болт с надписью «Земля»). Сварочное оборудование передвижного типа оснащают устройством защитного отключения.

При эксплуатации сварочных трансформаторов, генераторов и преобразователей проводят техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графикам.

Техническое обслуживание проводят на месте установки оборудования, а текущие ремонты в зависимости от вида повреждения можно проводить на месте установки или на пункте технического обслуживания, в передвижной мастерской.

Типовые объемы работ по техническому обслуживанию:

- общие для сварочных трансформаторов, генераторов и преобразователей: отчистить от загрязнений; генератор и преобразователь продуть сжатым воздухом; проверить заземления, ослабленные зажимы подтянуть; проверить состояние подводящих питание проводов и сварочных кабелей;

- для трансформаторов: проверить состояние механизма регулирования сварочного тока и конденсатора фильтра защиты от радиопомех; убедиться в отсутствии посторонних шумов при работе трансформатора; проверить стабильность дуги при сварке;

- для генераторов и преобразователей: проверить состояние соединения генератора с приводным двигателем; осмотреть контактные соединения и доску зажимов, ослабленные соединения подтянуть, доску зажимов со сколами и трещинами заменить; очистить щеточный механизм от загрязнений, проверить его техническое состояние; определить степень искрения и при повышенном искрении выявить причину и устранить; заменить износившиеся или поврежденные щетки; осмотреть коллектор генератора (преобразователя), при обнаружении следов подгорания выяснить и устранить причины, а коллектор шлифовать шлифовальной бумагой; проверить сопротивление изоляции обмоток генератора (преобразователя) на холостом ходу, стабильность сварочной дуги при полной нагрузке и степень искрения щеток.

Техническое обслуживание и текущий ремонт сварочного электрооборудования проводят в соответствии с графиком, составленным заранее с соблюдением периодичности, приведенной в табл. 8.1.

**Текущий ремонт сварочных трансформаторов.** В зависимости от вида повреждения текущий ремонт, как отмечалось ранее, проводят на месте установки трансформаторов или на пункте технического обслуживания.

Таблица 8.1

**Периодичность технического обслуживания и текущих ремонтов  
сварочных трансформаторов, сварочных генераторов  
и преобразователей, мес.**

Электрооборудование	Техническое обслуживание	Текущие ремонты
Трансформаторы сварочные:		
работающие в помещениях	3	24
работающие на открытом воздухе	2	18
Генераторы сварочные:		
работающие в помещениях	2	18
работающие на открытом воздухе	1	12
Преобразователи сварочные:		
работающие в помещениях	2	18
работающие на открытом воздухе	1	12

*Примечание.* Периодичность ТО и ТР приведена для сварочного электрооборудования при продолжительности работы до 8 ч в сутки. При использовании электрооборудования более 8 ч в сутки значение периодичности необходимо умножить на коэффициент 0,6.

Перед разборкой измеряют сопротивление изоляции обмоток трансформатора относительно корпуса и проверяют, как работает механизм регулирования сварочного тока. Если сопротивление изоляции обмоток трансформатора ниже значений, указанных в технических требованиях на текущий ремонт, или ходовой винт механизма регулирования сварочного тока вращается туго, с заеданием, то трансформатор доставляют на участок технического обслуживания и ремонта электрооборудования.

Сняв кожух, измеряют сопротивление изоляции стягивающих шпилек относительно магнитопровода. Если оно ниже допустимого значения, то, надев кожух, трансформатор также отправляют на пункт технического обслуживания.

При дальнейшей разборке сварочного трансформатора снимают провода и шины, механизм регулирования, указатель и переключатель сварочного тока, контактные зажимы. Магнитопровод, не разбирая, оставляют на тележке; обмотки также не снимают. Затем проводят дефектацию деталей и сборочных единиц; при необходимости их разбирают, регулируют или заменяют отдельные детали.

При обрыве обмоток, замыканиях на корпус и межвитковых, обугливание изоляции обмоток, повреждении магнитопровода, а также если сопротивление изоляции обмоток после их сушки ниже нормы (2,5 МОм), сварочные трансформаторы направляют в капитальный ремонт.

После текущего ремонта сварочных трансформаторов необходимо:

- проверить качество сварки трансформатора, легкость хода механизма регулирования сварочного тока;

- измерить сопротивление изоляции первичных и вторичных обмоток относительно корпуса и между собой (оно должно быть не менее 2,5 МОм);

- испытать на электрическую прочность изоляцию обмоток относительно корпуса и между собой напряжением 2,5 кВ (для первичных обмоток напряжением 380 В) и 2 кВ (для первичных обмоток напряжением 220 В) в течение 1 мин;

- испытать межвитковую изоляцию первичных обмоток трансформатора при частоте 100 Гц напряжением 500 В и 280 В соответственно для катушек, рассчитанных на напряжение 380 и 220 В;

- определить погрешность указателя сварочного тока, которая не должна превышать 7,5 %.

**Эксплуатация инверторных сварочных аппаратов.** Технология сплавления двух металлических элементов с помощью большого тока  $I$ , пропускаемого через участок цепи с сопротивлением  $R$ , где требуется высокая температура, называется *электросваркой*. Если обычный сварочный аппарат предназначен, например, для полуавтоматической сварки, то для варки штучным электродом он не пригоден. А инверторный сварочный аппарат можно настроить под требуемый в данный момент вид сварки с помощью изменяемого типа ВАХ и других параметров.

По сравнению с обычным сварочным аппаратом инверторный является устройством силовой электроники, работающим на больших токах, высоких частотах и напряжениях. Входное напряжение преобразуется дважды — вначале из переменного 220 В в постоянное, а затем в высокочастотное переменное с частотой до 200 кГц.

Инверторные сварочные аппараты основаны на высокочастотном преобразовании напряжения сети с последующим выправлением сварочного тока.

Инверторный сварочный аппарат содержит следующие блоки: сетевой выпрямитель, высокочастотный инвертор с частотой преобразования 70...100 кГц, выпрямитель сварочного тока, систему управления и защиты, устройство бесконтактного поджига дуги.

Структурная схема типичного инверторного сварочного источника представлена на рис. 8.1.

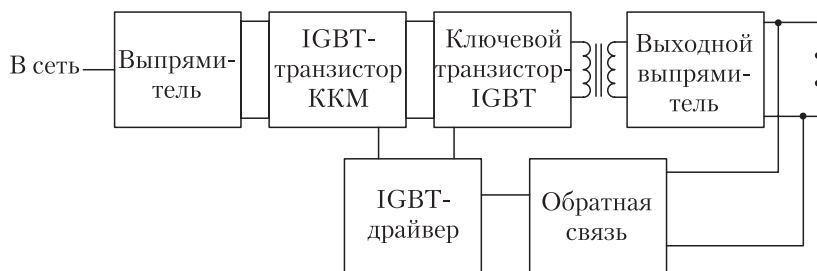


Рис. 8.1. Структурная схема инверторного источника сварочного тока

Микропроцессорная система управления обеспечивает постепенное нарастание и убывание сварочного тока, формирование знакопеременного сварочного тока, стабилизацию дуги.

Основным преимуществом инверторных сварочных аппаратов являются малые габариты и масса; например, аппарат, обеспечивающий сварочный ток 5...140 А, весит не более 6 кг. Такой аппарат можно размещать непосредственно на месте сварки, что позволяет уменьшить длину тяжелого и дорогого сварочного кабеля до 2...3 м и облегчить работу на высоте.

Эксплуатация инверторных сварочных аппаратов имеет особенности, связанные с использованием в них силовых полупроводниковых приборов — транзисторов и диодов, а также микропроцессоров, цифровых и аналоговых микросхем.

Измерение сопротивления изоляции таких аппаратов не допускается производить мегомметрами с напряжением более 100 В. При использовании измерительных приборов, питающихся от сети, для наладки и регулировки инверторных сварочных аппаратов цепи питания приборов должны содержать разделительный трансформатор. Возможно использование измерительных приборов с автономным питанием. В процессе эксплуатации необходимо следить за исправностью вентилятора охлаждения, недопустимо закрывать отверстия для прохождения охлаждающего воздуха.



Ремонт инверторных сварочных аппаратов производится в специализированных организациях или специалистами предприятия, имеющими соответствующую подготовку.

**Эксплуатация электронагревательных установок.** К электронагревательным установкам (ЭНУ), наиболее широко распространенным в сельском хозяйстве, относятся электрические водонагреватели и парогенераторы, установки для электрического обогрева полов и электрокалориферные установки.

Электронагреватели предназначены для получения горячей воды, используемой в кормоприготовлении, для поения животных и для других хозяйственных и технологических нужд.

Электропарогенераторы предназначены для получения пара, используемого при запарке кормов, стерилизации молочной посуды.

Наибольшее применение в сельском хозяйстве получили элементные и электродные электроводонагреватели емкостного и проточного типов с питанием от однофазной и трехфазной сети напряжением 220 и 380 В и электродные электропарогенераторы напряжением 380 В.

Перед началом эксплуатации нового или находившегося на длительном хранении ранее бывшего в употреблении электроводонагревателя или электропарогенератора необходимо: снять упаковочную тару, очистить снаружи от пыли щеткой и протереть обтирочным материалом; снять смазку с законсервированных деталей обтирочным материалом, смоченным бензином или уайт-спиритом; осмотреть детали и убедиться в отсутствии повреждений; проверить и при необходимости подтянуть крепежные винты и болты; удалить деревянные пробки-заглушки с трубопроводов; проверить на вращение краны холодной и горячей воды и убедиться, что они вращаются без заедания; подсоединить водонагреватель и парогенератор к трубопроводам; мегомметром на 500 В проверить сопротивление изоляции электронагревателя в холодном состоянии относительно корпуса, которое не должно быть меньше 1,0 МОм для трубчатых и 0,5 МОм для электродных электронагревателей; заполнить водонагреватель водой до вытекания ее из заборной трубы, а парогенератор — до нормального уровня; осмотреть бак и трубопроводы и убедиться в отсутствии течи; измерить мегомметром на 500 В сопротивление изоляции между корпусом электродного водонагревателя, изолированного от зем-

ли, и контуром заземления в помещении (измеренное значение сопротивления изоляции должно быть не менее 0,5 МОм); проверить надежность заземления путем измерения омметром переходного сопротивления между любой металлической частью электроводонагревателя и магистральной шиной заземления (измеренное значение сопротивления должно быть не более 0,1 Ом); подсоединить питающие кабели и провода терморегуляторов; включить электроводонагреватель или электропарогенератор в сеть и убедиться в его исправной работе.

Установка и эксплуатация электроводонагревателей должны осуществляться в строгом соответствии с ПУЭ, ПТЭ, ПТБ и Руководящими указаниями по обеспечению электробезопасности электротермических установок в сельскохозяйственном производстве.

При длительной остановке электроводонагревателя необходимо слить воду через сливной патрубок. Резервуар очищают через отверстие патрубка, к которому прикреплен фланец с электронагревателями.

**Эксплуатация электрокалориферных установок.** Электрокалориферные установки предназначены для подогрева воздуха в системах вентиляции на животноводческих и птицеводческих фермах, что способствует созданию в них оптимального микроклимата. Также они применяются в растениеводстве, теплично-парниковых хозяйствах, в овощехранилищах, при тепловой обработке семенного материала и сушке сельскохозяйственной продукции. Установки могут использоваться для отопления бытовых помещений на фермах, где отсутствует центральная котельная.

В соответствии с требуемым диапазоном рабочих температур выпускаются электрокалориферные установки для нагрева воздуха до 30...40 °С.

Перед началом эксплуатации вновь смонтированной калориферной установки или бывшей в эксплуатации установки, длительное время находящейся на хранении, необходимо: снять упаковочную тару; очистить калорифер от пыли щеткой и протереть обтирочным материалом; снять смазку с законсервированных деталей обтирочным материалом, смоченным бензином или уайт-спиритом; убедиться в отсутствии механических повреждений деталей; проверить и при необходимости подтянуть крепежные винты, болты и гайки; проверить мегомметром на 500 В сопротив-

ление изоляции секции электронагревателей в холодном состоянии относительно корпуса (оно должно быть не менее 0,5 МОм); заземлить корпус, а также электродвигатель вентилятора и убедиться в надежности защитного заземления путем измерения омметром переходного сопротивления между любой металлической частью установки и зажимом заземления (переходное сопротивление должно быть не более 0,1 Ом); убедиться в правильном соединении электронагревателей и в плотности контактных соединений; проверить, не касаются ли токоведущие части корпуса электрокалорифера или защитных кожухов; проверить и при необходимости обеспечить плотное соединение гибкого рукава с патрубками вентилятора и калорифера; подсоединить кабели к электронагревателям и электродвигателю, а также провода терморегуляторов к щиту управления; включить вентилятор установки на короткое время для проверки направления вращения рабочего колеса или лопастей; включить установку, убедиться в ее исправной работе и отрегулировать с помощью шибера производительность и температурный режим работы установки.

Сдача установки в эксплуатацию оформляется актом.

К эксплуатации электрокалориферных установок допускается персонал, прошедший инструктаж и знающий правила техники безопасности при эксплуатации электротермического оборудования. Эксплуатация и техническое обслуживание установок должны проводиться в соответствии с ПТЭ и ПТБ, а также с Системой планово-предупредительного ремонта и технического обслуживания электрооборудования, используемого в сельском хозяйстве (ППРЭсх).

*Техническая эксплуатация электронагревательных установок (ЭНУ)* направлена на поддержание их высокой надежности за счет своевременного и качественного проведения технического обслуживания и текущего ремонта.

Техническое обслуживание для всех ЭНУ проводят в плановом порядке в среднем 1 раз в 2 месяца на месте их размещения без демонтажа и разборки и без нарушения хода технологических процессов. Типовой состав работ, общий для всех видов ЭНУ, содержит следующие операции: очистку снаружи от пыли и грязи; проверку и при необходимости закрепление контактных соединений; проверку исправности заземления; включение ЭНУ в работу и проверку соответствия ее параметров заданным.

*Текущий ремонт электронагревательных установок* выполняют ежегодно, без демонтажа установки, но с частичной разборкой. Ремонт элементов нагревательного блока и настройку аппаратуры автоматики целесообразно выполнять в мастерской. Типовые объемы работ при текущем ремонте зависят от конструкции электронагревательного устройства.

Для всех установок общими будут следующие операции:

- очистка от пыли и загрязнений; разборка и обеспечение доступа к основным узлам и деталям; устранение неисправностей; проверка работоспособности схемы управления;

- измерение сопротивления изоляции нагревательных элементов и переходного сопротивления заземления; включение электронагревательного устройства в работу и проверка соответствия его параметров требуемым значениям во всех режимах работы.

При ремонте элементных электронагревателей выполняют: очистку от накипи поверхности электронагревателей, внутренней полости бака и трубопроводов горячей воды; промывку и очистку обратного клапана, запорного и сливного кранов; замену изношенных прокладок; проверку работоспособности регуляторов температуры и предохранительных клапанов; окраску дефектных участков наружной поверхности кожуха.

При ремонте электродных электроводонагревателей выполняют: очистку от накипи поверхности электродов, внутренней полости бака и трубопроводов; промывку и протирку изоляторов электродов; замену изношенных прокладок; проверку плавности хода регулировочного механизма; монтаж элементов электроводонагревателя; проверку сопротивления изоляции сухого электроводонагревателя; проверку сопротивления изоляции между корпусом и контуром заземления в помещении в установках с изолированным от земли корпусом электродкотла; проверку исправности заземления в установках с заземленным корпусом электродкотла; измерение сопротивления воды и при необходимости ее подогрев; заполнение установки водой и проверку ее работоспособности.

При ремонте электрокалориферных установок выполняют: очистку внутренней поверхности и при необходимости ее окраску; проверку состояния электронагревательных элементов; замену изношенных прокладок; текущий ремонт электропривода вентилятора.

**Эксплуатация электрооборудования электронно-ионной технологии.** Электронно-ионная технология включает процессы, в которых в качестве рабочего органа непосредственно используются электрическое, магнитное или электромагнитное поле, ультразвук и др. Такие технологические процессы получили широкое распространение в сельскохозяйственном производстве.

Электрические поля применяют для воздействия на заряженные мелкодисперсные частицы с целью придания им упорядоченного движения, необходимого для осуществления определенных технологических процессов. В сельскохозяйственном производстве получили распространение методы очистки, сортирования и предпосевной обработки семян, осаждения ядохимикатов, окраски в электрическом поле, очистки воздуха и др.

Предпосевная обработка семян электрическим током при частотах 50 Гц и 1...2 МГц возбуждает жизнедеятельность семян, урожайность пшеницы повышается на 24...27 %, ячменя — на 9 % и т.д., сокращается вегетационный период. Обработка влажных кормовых материалов повышает их кормовое достоинство и эффективность использования. Обработку ведут током низкой частоты в течение 6...8 мин.

Обработка электрическим током фуражного зерна повышает его переваримость и усвояемость на 10...15 %. С помощью электрического тока можно запаривать картофель, обрабатывать пищевые отходы, кормосмеси и т.п.

Путем пропускания через засоленную почву постоянного тока можно уменьшить содержание в ней минеральных солей.

**Электроимпульсная технология.** Основана на воздействии на предметы труда импульсов электрического тока. В отличие от традиционных технологий, основанных на непрерывном потреблении электроэнергии, электроимпульсная позволяет повысить параметры электрических воздействий (напряженность поля, плотность тока, мгновенную мощность) и, следовательно, существенно интенсифицировать процессы, снизить их энергоемкость, осуществить такие процессы, которые вообще невозможно выполнить другими методами (управление поведением животных и др.).

На использовании электрогидравлического эффекта, возникающего при кратковременном ( $10^{-5}$ ... $10^{-6}$  с) электрическом разряде в жидкости, изготавливаются электрогидравлические установки.

Эти установки используются для штамповки, восстановления формы деталей, подъема воды из артезианских скважин, разрушения валунов, обработки и обеззараживания кормов, пищевых отходов, мойки шерсти и т.д.

Электроимпульсная технология используется для ускорения сушки трав, при механическом обезвоживании, для увеличения выхода соков из фруктов и овощей и т.п.

В сельскохозяйственном производстве широко применяется ультразвук при очистке и мойке деталей и узлов в ремонтном производстве, мойке доильной аппаратуры, молочной посуды, пастеризации и гомогенизации молока, стерилизации парниковой почвы, предпосевной обработке семян и т.д.

Электроустановки электронно-ионной технологии имеют разнообразные конструкции и схемы. Они состоят из традиционного электрооборудования и специальных генерирующих устройств, высоковольтных преобразователей и др. Это специальное электрооборудование определяет особенности эксплуатации электротехнологических установок.

Производственная эксплуатация поддерживает требуемые характеристики при работе оборудования электронно-ионной технологии в строго заданном режиме. Такая эксплуатация позволяет получать качественную продукцию при соблюдении мер безопасности.

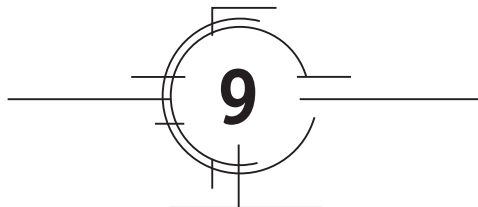
Техническая эксплуатация обеспечивает безопасность и высокую надежность установок электронно-ионной технологии. Как правило, такие установки потребляют небольшую мощность, но напряжение на их рабочих элементах может достигать 50 кВ и выше.

При техническом обслуживании систематически контролируют правильность собранных схем, проверяют исправность защит и блокировок от случайного прикосновения к электрическим цепям, а также состояние заземления и работоспособность всей установки.

Текущий ремонт проводят ежегодно перед периодом наибольшего использования электроустановки. В объем работ входят следующие операции: разборка установки, проверка состояния корпуса и механической части установки; выправка вмятин и, при необходимости, окраска поверхностей; проверка состояния высоковольтных изоляторов и электродной системы; устранение неис-

правностей или замена поврежденных деталей; контрольные испытания генератора, трансформатора, выпрямителя и т.п.; повышение параметров блока питания до нормальных значений; проверка устройств блокировки в схеме управления установки; проверка сопротивления изоляции; включение установки и проверка ее работоспособности.

Работы по техническому обслуживанию и текущему ремонту установок электронно-ионной технологии выполняют строго по графику и в полном объеме. Персонал, обслуживающий эти установки, дополнительно инструктируется и сдает экзамен по разделу «Меры безопасности при работе в электроустановках напряжением выше 1000 В».



## ОСНОВЫ РАЦИОНАЛЬНОГО ВЫБОРА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И СРЕДСТВ АВТОМАТИКИ

### 9.1. Выбор электрооборудования по техническим характеристикам



В практике эксплуатации обычно возникает две группы задач, связанных с выбором электрооборудования, — проверка соответствия выбранного электрооборудования реальным условиям эксплуатации и проведение правильной замены вышедших из строя изделий. Особенно актуальны эти вопросы для ответственных потребителей, для которых нерациональное использование электрооборудования наносит значительный ущерб.

Выбор сводится к оценке ряда показателей, характеризующих конкретные условия эксплуатации, и сопоставлению их с параметрами электрооборудования. При этом используется либо принцип ограничения, либо принцип оптимальности. В первом случае показатели электрооборудования не должны выходить за пределы заданных допусков, например фактическая мощность нагрузки не должна быть больше мощности электродвигателя. Во втором случае формируется оптимизационная задача, которая решается одним из известных методов.

Выбор оборудования *по техническим характеристикам* включает оценку соответствия его условиям окружающей среды и предполагаемым режимам работы (мощности, току, напряжению). Вы-



бор с учетом параметров окружающей среды должен исключить применение электроприемников в условиях, на которые они не рассчитаны.

Электротехнические изделия, выпускаемые промышленностью, могут иметь следующее климатическое исполнение: У — с умеренным климатом, ХЛ — с холодным климатом, ТВ — с тропическим влажным климатом, Т — с сухим тропическим климатом, О — общеклиматического исполнения.

Категории размещения обозначаются следующим образом: 1 — для работы на открытом воздухе; 2 — для работы в помещениях, имеющих ту же температуру, что и на открытом воздухе; 3 — для работы в закрытых неотапливаемых помещениях; 4 — для работы в помещениях с искусственно регулируемым климатом; 5 — для работы в помещениях с повышенной влажностью. Для применения электрооборудования в особых условиях выпускаются изделия сельскохозяйственного исполнения (С) и химостойкого исполнения.

При проверке вновь устанавливаемого или замене вышедшего из строя электрооборудования на резервное следует обратить внимание на соответствие его условиям окружающей среды в месте установки.

Климатическое исполнение и категория размещения указываются на заводской табличке после всех обозначений, относящихся к модификации изделия (в виде букв и цифр). Например, электродвигатель АИР160М2 в исполнении У (для умеренного климата), категории размещения 3 (работа в закрытых помещениях с естественной вентиляцией) имеет обозначение АИР160М2УЗ, а при специализированном сельскохозяйственном исполнении — АИР160М2СУЗ.

Помимо выбора по климатическому исполнению и категории размещения электрооборудование следует проверять *по степени защиты*. Для обозначения степени защиты применяются буквы IP и следующие за ними две цифры. Первая обозначает степень защиты персонала от соприкосновения с движущимися или находящимися под напряжением частями, а также от попадания внутрь твердых предметов, вторая — степень защиты от попадания влаги. Если нет необходимости в одном из видов защиты, то в условном обозначении пропущенная цифра заменяется знаком Х. Электро-

двигатели общего применения по степени защиты изготавливаются двух исполнений: IP44 — закрытое обдуваемое и IP23 — защищенное. Остальное электрооборудование, используемое в сельском хозяйстве, может иметь степени защиты IP30, IP41, IP44, IP54, IP55.

Выбор степени защиты производится в зависимости от конкретных условий работы электрооборудования, т.е. от конкретных помещений. Обычно характеристика степени защиты проставляется на корпусах изделий или на табличках с паспортными данными.

Кроме защиты электрооборудования от факторов внешней среды большое значение для его надежной и экономичной работы имеет выбор *по мощности* или *току*. Заниженная мощность электродвигателя снижает производительность приводного механизма, создает условия для преждевременного выхода его из строя. Применение электродвигателя завышенной мощности удорожает установку. Мощность электродвигателя должна соответствовать мощности, необходимой для привода рабочей машины, с учетом характера нагрузки рабочей машины.

При длительной неизменной нагрузке выбор электродвигателя осуществляют по фактической потребляемой мощности; при мало изменяющейся во времени нагрузке, имеющей коэффициент вариации менее 20 %, выбирают по средней мощности; при переменной нагрузке — по расчетной эквивалентной мощности (среднеквадратичной). Зная расчетную мощность приводной машины, по каталогу выбирают электродвигатель, имеющий ближайшее большее значение мощности по условию

$$P_d > P_m. \quad (9.1)$$

Электрические аппараты (контакты, электромагнитные пускатели, автоматические выключатели, рубильники) выбирают по току главных контактов:

$$I_{\text{ном } i} > I_{\text{раб}}, \quad (9.2)$$

где  $I_{\text{ном } i}$  — номинальный ток  $i$ -го аппарата;  $I_{\text{раб}}$  — рабочий ток коммутируемой цепи.

Кроме того, контакты выбирают по *напряжению катушки*.

В сельском хозяйстве, как правило, применяют электродвигатели на напряжение 380/220 В. Электродвигатели, запуск которых

производят переключением со звезды на треугольник для облегчения условий пуска, применяются на напряжение 660/380 В.

*Выбор типа защиты.* В процессе эксплуатации сельскохозяйственных электроустановок возникают аварийные режимы. Основные из них: короткие замыкания, технологические перегрузки, неполнофазные режимы, заклинивание ротора электрической машины.

При коротком замыкании резко и многократно возрастает сила тока, протекающего в цепи, что, согласно закону Джоуля — Ленца, приводит к значительному тепловыделению.

Перегрузочный режим характеризуется превышением тока в 1,5–1,8 раза. Технологические перегрузки приводят к увеличению температуры обмоток электродвигателя выше допустимой, постепенному разрушению ее и выходу из строя.

Неполнофазный режим (потеря фазы) возникает в случае перегорания предохранителя в фазе, обрыва провода, нарушения контакта. При этом происходит перераспределение токов, по обмоткам электродвигателя начинают протекать повышенные токи, не исключается остановка механизма и выход электрической машины из строя. Наиболее чувствительны к неполнофазным режимам электродвигатели малой и средней мощности, наиболее часто используемые в сельском хозяйстве.

Заклинивание ротора электрической машины может возникнуть при разрушении подшипника, заклинивании рабочей машины. Это наиболее тяжелый режим. Скорость нарастания температуры обмотки статора достигает 7...10 °С/с, через 10...15 с температура двигателя выходит за допустимые пределы. Наиболее опасен такой режим для двигателей малой и средней мощности.

Для защиты электрооборудования в сельском хозяйстве от аварийных режимов применяются автоматические выключатели, предохранители, электротепловые реле, устройства встроенной температурной защиты, фазочувствительная защита и другие аппараты.

При выборе типа защиты учитываются конкретные условия эксплуатации, быстродействие, надежность, удобство эксплуатации, экономические показатели.

В электроустановках до 1000 В защита от коротких замыканий обычно осуществляется плавкими предохранителями или элек-

ромагнитными расцепителями максимального тока автоматических выключателей. Защита от коротких замыканий электродвигателей может осуществляться токовым реле, включенным в одну из фаз статора непосредственно или через трансформатор тока.

Защиту от перегрузок подразделяют на два типа: защиту прямого действия, реагирующую на превышение тока, и защиту косвенного действия, реагирующую на превышение температуры. Наиболее распространенным типом токовой защиты, используемой в сельском хозяйстве для защиты электродвигателей от перегрузок (в том числе и от заклинивания), являются электротепловые реле.

Фазочувствительная защита (ФУЗ) защищает от обрыва фазы, перегрузок при заклинивании механизма, коротких замыканий.

Защита от перегрузок и заклинивания механизма может осуществляться также с помощью специальных предохранительных муфт. Указанный тип защиты в сельском хозяйстве используется на прессовом оборудовании.

К защите косвенного действия относится встроенная температурная защита УВТЗ, реагирующая не на значение тока, а на температуру обмотки электродвигателя, независимо от причины, вызвавшей нагрев.

При выборе типа защиты необходимо руководствоваться следующими положениями: наиболее ответственные электроприемники, отказ в работе которых может привести к большому ущербу, подверженные систематическому загрязнению (размещение на мельницах, элеваторах, комбикормовых заводах) или работающие в условиях повышенной температуры (котельные, сушилки), а также с резкопеременной нагрузкой (дробилки, пилорамы, измельчители кормов) целесообразно защищать встроенной температурной защитой и автоматическими выключателями или предохранителями.

Защита маломощных электродвигателей (до 4 кВт), работающих в животноводстве и птицеводстве, в подсобных предприятиях и на установках может осуществляться электротепловыми реле и предохранителями.

Для защиты электродвигателей погружных насосов систем водоснабжения и установок, работающих без обслуживающего персонала, рекомендуется использовать фазочувствительные устройства.

Указанные рекомендации основываются на результатах анализа работы аппаратов защиты в условиях аварийных режимов. При этом установлены следующие особенности функционирования защитных устройств.

При небольших перегрузках и длительных режимах работы надежно работают тепловые реле, ФУЗ, УВТЗ. Выбор предпочтительного аппарата в этом случае необходимо производить с учетом экономических показателей. При переменных нагрузках с периодом колебаний нагрузки, соизмеримым с постоянной нагрева двигателя, электротепловые реле действуют ненадежно и следует применять УВТЗ или ФУЗ. При случайных нагрузках большей надежностью обладают защитные устройства, действующие в функции температуры, а не тока.

При включении электропривода в неполнофазную сеть по его обмоткам проходит ток, близкий к пусковому, и защитные аппараты срабатывают надежно. Но если обрыв фазы произошел после включения электродвигателя, то сила тока зависит от нагрузки. Электротепловые реле в этом случае обладают значительной зоной нечувствительности и лучше применять ФУЗ и УВТЗ. При затяжных пусах применение электротепловых реле нежелательно. Если пуск осуществляется при пониженном напряжении, тепловое реле может ложно отключить электродвигатель.

Область применения различных устройств защиты зависит от количества отказов и повреждения электрооборудования, размеров технологического ущерба при отключении, затрат на приобретение аппаратов. Выбор варианта защиты обосновывают технико-экономическими расчетами.

## 9.2. Выбор электрооборудования по экономическим критериям



Электротехническая промышленность выпускает электрооборудование широкой номенклатуры. Для одной и той же сельскохозяйственной машины могут использоваться электродвигатели

различного исполнения, выбран тот или иной тип защиты. Применение электродвигателя сельскохозяйственного исполнения и использование более совершенных защит повышает надежность электропривода.

Для сравнения возможных вариантов технического исполнения электрооборудования и выбора наилучшего проводят сопоставление по экономическим показателям.

Предположим, что из имеющихся выбрали устройство защиты электрооборудования, обеспечивающее повышение надежности функционирования установки. Экономия средств в этом случае за отрезок времени  $t$  определяется по формуле

$$\Xi = r_1(Z_1 + Y_1) - r_2(Z_2 + Y_2), \quad (9.3)$$

где  $r_1$  и  $r_2$  — число отказов менее надежной и более надежной установки;  $Z_1$  и  $Z_2$  — затраты на обслуживание менее и более надежной установки;  $Y_1$  и  $Y_2$  — потери, вызванные отказами изделий.

Затраты на обслуживание  $Z_1$  и  $Z_2$  складываются из затрат на техническое обслуживание и ремонты. Потери, вызванные отказами, определяются стоимостью простоя установки, которая может быть определена по ущербу от перерывов электроснабжения по известным методикам. При проведении сопоставительной оценки можно пользоваться усредненными данными.

Поскольку в процессе эксплуатации происходит замена вышедшего из строя электрооборудования на исправное, это обстоятельство необходимо учитывать при расчетах. Пусть стоимость первого изделия равна  $K_1$ . При отказе оно заменяется на другое работоспособное. Затраты на замену обозначим  $Z_1$ , потери от простоя оборудования —  $Y_1$ . Среднее количество отказов первого изделия —  $r_1$ . Затраты за время эксплуатации такой установки равны

$$C_1 = K_1(r_1 + l) + (Z_1 + Y_1)r_1. \quad (9.4)$$

Указанные исходные данные и аналитическое выражение характерны для электродвигателей малой и средней мощности, для которых стоимость капитального ремонта соизмерима со стоимостью самого изделия.

Если вместо рассмотренного установить оборудование, обладающее более высокой надежностью, то суммарные затраты будут

$$C_2 = K_2(r_2 + 1) + (Z_2 + Y_2)r_2, \quad (9.5)$$

где  $C_2$ ,  $r_2$ ,  $Z_2$ ,  $Y_2$  — соответственно стоимость, число отказов, затраты на замену и потери, вызванные отказами изделия, обладающего более высокой надежностью.

Разность  $C_1 - C_2$  является мерой экономии, которую можно получить в результате использования более надежного изделия

$$\Theta = C_1 - C_2 = \frac{K_1(r_1 - r_2) + (Z_1 + Y_1)r_1 - (Z_2 + Y_2)r_2}{r_2 + 1}. \quad (9.6)$$

Если  $(Z_1 + Y_1) = (Z_2 + Y_2) = (Z + Y)$ , то

$$\Theta = \frac{(r_1 - r_2)(Z + Y + K_1)}{r_2 + 1}. \quad (9.7)$$

При рассмотрении нескольких вариантов сопоставление производится с базовым вариантом. Предпочтительным считается изделие, отвечающее условию  $\Theta = \max$ .

### 9.3. Расчет резервного фонда электрооборудования



При возникновении отказа неисправное электрооборудование отключается и производится его замена. Если процесс восстановления длится достаточно долго, то в сельскохозяйственном производстве могут наступить нежелательные явления, связанные с порчей продукции, гибелью животных и т.д. Для сокращения длительности простоев создается резервный фонд электрооборудования.

Задача создания необходимого запаса резервного оборудования является технико-экономической, поскольку излишки изделий, хранящихся на складе, приводят к его недоиспользованию и дополнительным затратам, а недостаточный запас приводит к технологическому ущербу сельскохозяйственного производства.

Количество запасного оборудования зависит от интенсивности отказов, времени пополнения резервного фонда, от организации снабжения запасными изделиями и степени их восстанавливаемости.

Существует несколько подходов к определению резервного фонда:

- нормативный;
- аналитический расчет;
- решение оптимизационной задачи.

Зная количество эксплуатируемых изделий данного типоразмера, можно, используя таблицы этого документа, сформировать необходимый резервный фонд. Недостатком такого способа является то, что не учитываются особенности конкретных сельскохозяйственных объектов и фактическое состояние используемого электрооборудования.

Зависимость резервного запаса электрооборудования от интенсивности отказов и времени пополнения  $t_{\text{п}}$  очевидна. Чем больше  $\lambda$  и  $t_{\text{п}}$ , тем большее количество изделий необходимо иметь в резерве. Аналитический метод позволяет с некоторыми допущениями, используя аппарат теории вероятности, вычислить необходимое число резервных изделий.

В теории надежности известно несколько моделей, позволяющих решить эту задачу. Процесс обеспечения электрооборудования запасными изделиями имеет характер массового обслуживания. Опыт показывает, что для внезапных отказов справедлив экспоненциальный закон распределения длительности безотказной работы (простейший поток отказов). Для простейшего потока вероятность появления  $k$  отказов равна

$$P_k(t) = \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t}, \quad k = 0, 1, 2, \dots, \quad (9.8)$$

где  $\lambda$  — интенсивность отказов.

Из выражения (9.8) можно определить вероятность того, что число отказов за время  $t$  будет не больше  $m$ :

$$P_{k \leq m}(t) = \sum_{k=0}^m \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t}, \quad (9.9)$$



а также вероятность того, что число отказов за время  $t$  будет больше  $m$ :

$$P_{k>m}(t) = 1 - P_{k \leq m}(t) = \sum_{m+1}^{\infty} \frac{(\lambda t)^k}{k!} e^{-\lambda t}. \quad (9.10)$$

Значения  $P_{k>m}(t)$  приводятся в справочниках по надежности.

Зависимость состава резервного фонда от допустимой его недостаточности представляет собой вероятность того, что число отказов изделий будет больше, чем число резервных элементов. Если резервный фонд составляет три элемента, а вероятность того, что произойдет более трех отказов, равна 0,15, то достаточность резервного фонда равна 0,85, а недостаточность — 0,15. Обычно берут коэффициент достаточности равным 0,9...0,99.

**Расчет резервного фонда для неремонтируемого электрооборудования.** Принимаем исходные условия: поток отказов изделий простейший, отказавшее оборудование не восстанавливается, интенсивность отказов  $i$ -го элемента —  $\lambda_i$ , время пополнения резервного фонда —  $t_{ni}$ , число изделий  $i$ -го типа —  $N_i$ , достаточность резервного фонда —  $P_d$ .

Необходимые расчеты проводятся в следующей последовательности.

1. Определяется суммарная интенсивность отказов  $i$ -го изделия:

$$\lambda_{i\Sigma} = \lambda_i N_i. \quad (9.11)$$

2. Принимая  $k = 0, 1, 2$ , вычисляются величины  $P_{k \leq m}(t)$  по выражению (9.9), пока полученное значение не будет больше заданной достаточности резервного фонда.

3. Число  $k$ , соответствующее значению  $P_{k \leq m}(t) > P_d$ , принимается равным числу резервных изделий.

**Расчет резервного фонда для ремонтируемых изделий.** Процесс использования и пополнения резервного фонда для такого оборудования несколько отличается. Отказ изделий происходит с интенсивностью  $\lambda_i$ . Отказавшие элементы ремонтируются и поступают в резервный фонд. Среднее время ремонта  $T_1$ , т.е.  $t_{\pi} = T_p$ . Последовательность вычисления количества резервных элементов аналогична ранее рассмотренной.

1. Определяется суммарная интенсивность отказов.

2. Вычисляется значение вероятности того, что за время ремонта  $T_p$  произойдет число отказов  $k$  (по формуле (9.9) для  $k = 0, 1, \dots$ ).

3. Выбирается число  $k$ , соответствующее условию  $P_{k < m}(t) > P_d$ , которое принимается за требуемое значение величины резервного фонда.

Третий подход определения объема запасного оборудования предполагает проведение оптимизационных расчетов. В качестве оптимального принимается количество резервного оборудования, для которого суммарные затраты на его содержание и покрытие ущерба от простоев установок имели бы наименьшее значение. Такие расчеты с использованием моделей массового обслуживания выполнены Н.Н. Сырых и И.А. Пястоловой.



## 9.4. Учет электроэнергии

В соответствии с ТКП 339–2011 (ПУЭ) расчетный учет электрической энергии и хранение первичных данных осуществляются статическими счетчиками электроэнергии с цифровым интерфейсом. Типы средств измерений, используемые для расчетного учета электрической энергии, должны быть внесены в Государственный реестр средств измерений Республики Беларусь. Если средства измерений предполагается использовать в составе АСКУЭ, с помощью которой осуществляются расчеты за потребленную электроэнергию и мощность между энергоснабжающими организациями и потребителями, указанные средства должны также отвечать требованиям, приведенным в СТБ 2096–2010, быть внесенными в Отраслевой рекомендуемый перечень средств коммерческого учета электроэнергии для целей применения в составе системы АСКУЭ и быть совместимыми с существующей системой АСКУЭ энергоснабжающей организации.

Автоматизированные системы контроля и учета электроэнергии должны создаваться:

□ на электростанциях энергоснабжающих организаций вне зависимости от установленной мощности, кроме передвижных и резервных;

- на подстанциях энергоснабжающих организаций напряжением 10 кВ и выше;
- на объектах промышленных и приравненных к ним потребителей;
- у потребителей с присоединенной мощностью 250 кВА и выше (ГОСТ 19431–84), по которым энергоснабжающая организация устанавливает предельно допустимую величину мощности в часы максимальных нагрузок энергосистемы;
- в жилых многоквартирных домах с количеством квартир более 20;
- в районах индивидуальной жилой застройки;
- на строительных площадках с разрешенной к использованию мощностью более 250 кВт;
- в общественных зданиях с количеством расчетных счетчиков электроэнергии более трех;
- на объектах генерации мощности потребителей с отпуском электроэнергии в сеть энергосистемы.

Средства учета электрической энергии у потребителей должны обеспечивать определение за расчетные и контрольные периоды количества активной (активной и реактивной) электрической энергии и значения активной (активной и реактивной) мощности, усредненные на определенном интервале времени, в соответствии с применяемыми тарифными ставками:

- потребленные отдельно и в сумме по всем питающим фидерам потребителя;
- потребленные отдельно и в сумме по всем питающим фидерам субабонентов потребителя;
- переданные по транзитным перетокам потребителей отдельно и в сумме по всем транзитным фидерам и по направлениям перетоков.

При наличии у потребителя генерирующих мощностей система учета электроэнергии должна обеспечивать учет выработки и учет отпуска в сеть энергоснабжающей организации активной (активной и реактивной) электрической энергии и мощности с обязательной оперативной достоверной передачей данных о выработке, потреблении и отпуске электроэнергии и мощности (получасовых графиков нагрузки) в АСКУЭ энергоснабжающей организации.

Средства учета электрической энергии на объектах Белорусской энергосистемы и потребителей с присоединенной мощностью 100 кВА и выше или среднемесячным потреблением электроэнергии по одной питающей линии (одной точке учета) более 30 000 кВт · ч (за исключением бытовых потребителей и общественных зданий) должны обеспечивать определение за расчетные и контрольные периоды количества реактивной электрической энергии и значений реактивной мощности, усредненных за определенный интервал времени:

- выработанной синхронными компенсаторами и генераторами, работающими в режиме синхронного компенсатора;

- полученной потребителями от энергоснабжающей организации по сети или переданной ей в течение тарифных временных зон суток в том случае, если по этим данным проводятся расчеты или контроль соблюдения заданного режима работы компенсирующих устройств.

На предприятиях для организации контроля электропотребления объектами, а также для контроля за соблюдением лимитов расхода электроэнергии цехами, технологическими линиями, отдельными энергоемкими агрегатами для определения расхода электроэнергии на единицу продукции средства технического учета следует устанавливать:

- на питающих фидерах предприятия, если расчетный учет с этим предприятием ведется по счетчикам, установленным на подстанциях или электростанциях энергосистемы;

- на линиях, питающих внутризаводские трансформаторные подстанции, и на всех линиях к электроприемникам напряжением выше 1 кВ;

- на низкой стороне трансформаторов внутризаводских подстанций и на отходящих линиях напряжением до 1 кВ.

Средства технического учета электроэнергии должны находиться на балансе потребителей и обслуживаться потребителями. Для организации технического учета допускается использование электромеханических или статических счетчиков с импульсными выходами (право выбора у потребителя).

## ЭКСПЛУАТАЦИЯ СРЕДСТВ АВТОМАТИКИ

### 10.1. Контроль за состоянием элементов и средств автоматики

---



Состояние средств автоматики контролируют при техническом обслуживании и текущем ремонте; осматривают, очищают, проверяют параметры изделий (проводят тестирование), устраняют обнаруженные неисправности.

Заключение о техническом состоянии средств автоматизации делают по результатам измерения и контроля совокупности параметров, определяющих работоспособность устройств автоматики и системы в целом. Различают контроль работоспособности, диагностический контроль и др.

**Контроль работоспособности** проводят при подготовке устройств автоматики и системы в целом к эксплуатации, при техническом обслуживании и ремонте, а также периодически в процессе хранения. Основная задача — оценить состояние системы автоматики в целом. В процессе контроля настраивают и регулируют устройства.

**Диагностический контроль** выполняют, чтобы найти неисправность и устранить причину ее возникновения. Необходимо выбрать такую методику (программу) поиска, при которой требуется минимальное время для обнаружения поврежденного элемента. Наибольшее распространение получили методы последовательных поэлементных, последовательных групповых и комбинированных проверок.

*Метод последовательных поэлементных проверок* состоит в том, что поиск неисправностей ведут, проверяя элементы системы по одному в определенном, заранее установленном порядке. Обнаружив неисправность, прекращают поиск и заменяют элемент, а затем проверяют работоспособность всей системы.

*Метод последовательных групповых проверок* заключается в следующем. Систему делят на отдельные группы элементов, устройств, блоков и т.п. Затем измеряют один или несколько параметров, выделяя группу элементов, в которой есть неисправность. Далее последовательно разбивают эту группу на подгруппы и сужают область поиска до тех пор, пока не будет выявлен неисправный элемент.

*Комбинированный метод* применяют для сложных систем. Он заключается в том, что при поиске неисправностей измеряют определенную совокупность параметров и по результатам делают заключение об отказавшем элементе. После контроля всей совокупности параметров анализируют состояние системы и принимают решение. Последовательность проверок значения не имеет.

## 10.2. Эксплуатация типовых элементов автоматики



К типовым элементам автоматики относятся измерительные преобразователи температуры, монотрические измерительные преобразователи, измерительные приборы, релейные элементы автоматики.

**Измерительные преобразователи температуры.** К ним относятся прежде всего термпары и термометры сопротивления: медные типа ТСМ, реже платиновые типа ТСП. Применяются также полупроводниковые терморезисторы: термисторы и позисторы (в устройствах защиты электродвигателей).

При эксплуатации преобразователей могут возникнуть следующие неисправности: обрыв чувствительных элементов, замыкание их на корпус, межвитковое замыкание термометров сопротивления, понижение сопротивления изоляции, повреждение защитной гильзы. Чтобы обнаружить неисправности, в процессе технического

обслуживания и текущего ремонта используют комбинированные приборы для грубой оценки параметров термодатчиков; мегомметры, рассчитанные на напряжение 500 В для измерения сопротивления изоляции; мосты постоянного тока и цифровые мультиметры для определения сопротивления чувствительных элементов.

В процессе эксплуатации производят периодическую поверку измерительных преобразователей температуры, используемых в терморегуляторах и измерителях температуры. Сопротивления позисторов, встроенных в обмотки электродвигателей, измеряют омметрами с верхним диапазоном до 1 МОм.

**Манометрические измерительные преобразователи.** К ним относятся измерительные преобразователи давления и разрежения — мембранные, сильфонные и пружинные, а также температуры — манометрические термометры. Мембранные преобразователи используются в напорометрах, тягомерах и тягонапорометрах; сильфонные — в самопишущих манометрах и вторичных приборах типов МС, ДМПК, РЛ, ДРД; пружинные — в манометрах и вакуумметрах. К манометрическим термометрам относятся измерительные преобразователи ТС-100, ТПК-СК и др.

Характерные неисправности манометрических измерительных преобразователей: нарушение герметичности системы чувствительный элемент — капиллярно-измерительное устройство, деформация первичных измерительных преобразователей (мембраны, сильфона, пружины), засорение отверстий, подводящих давление к чувствительным элементам.

Разгерметизацию измерительных преобразователей давления и разрежения обнаруживают при изменении давления в системе; манометрических термометров — при изменении температуры чувствительного элемента. На предполагаемые места разгерметизации (соединительные трубопроводы, чувствительные элементы и соединения приборов) наносят мыльный раствор и по образовавшейся пене находят дефект.

При негерметичности запорных вентилей подтягивают сальники: негерметичные соединительные трубопроводы заменяют, чувствительные элементы ремонтируют или заменяют.

Если при проверке место разгерметизации не обнаружено, то возможно засорение трубопроводов или отверстий, подводящих давление к чувствительным элементам. Данную неисправность

устраняют, разбирая прибор и продувая сжатым воздухом соединительные трубопроводы, запорные вентили и отверстия.

Неисправности в кинематических элементах показывающих и регистрирующих устройств манометрических преобразователей обнаруживают и устраняют так же, как и в измерительных и регистрирующих приборах.

**Измерительные приборы.** К ним относятся приборы: пневматические, манометрические, электрические для измерения тока, напряжения, мощности, сопротивления, емкости, индуктивности и других величин, (амперметры, вольтметры, омметры, фазометры, комбинированные и цифровые приборы).

Измерительные приборы могут быть показывающими, самопишущими (регистрирующими) и суммирующими (интегрирующими). В процессе их эксплуатации возникают прежде всего неисправности в кинематических элементах, что приводит к увеличению погрешности показаний или их отсутствию. Чтобы найти эти неисправности, прибор разбирают и тщательно осматривают кинематические элементы. При повышенном трении и загрязнении детали механизма очищают и промывают в бензине. Если обнаружены деформация или обрыв элементов, а также короткие замыкания в катушках, то их ремонтируют или заменяют.

В сложных измерительных приборах увеличение погрешности и отсутствие показаний может быть вызвано нарушением режимов работы усилителя, а также выходом из строя диодов, резисторов, микросхем.

Чтобы найти неисправности в сложных измерительных устройствах, с помощью приборов диагностики проверяют параметры отдельных элементов в соответствии с принципиальными схемами. Методы и способы определения неисправностей в схемах рассмотрены в следующем параграфе.

**Релейные элементы автоматики.** В автоматике наиболее широко распространены электрические реле, которые используют в качестве усилителей и выходных элементов многих приборов (сигнализаторов, регуляторов, датчиков-реле). Основные неисправности реле — подгорание контактов, обрывы и замыкания в обмотках катушек.

При подгорании контакты очищают бархатным напильником, мелкозернистой шлифовальной шкуркой, щеточкой, смоченной бензином или спиртом. Во избежание повреждений нельзя зачи-



щать контакты шлифовальной шкуркой на стеклянной основе. Контакты с накладками из серебра или металлокерамики не зачищают, а только снимают с них брызги металла. Обгоревшие и сработанные контакты с глубокими раковинами (толщина контактных накладок менее 0,5 мм) заменяют.

Контактные пары регулируют с помощью пинцетов: поднимая или опуская держатели, добиваются правильного положения контактов в момент срабатывания и отпускания реле при нажатии рукой на его якорь. Далее проверяют работоспособность реле, подавая на него рабочее напряжение.

Обрыв обмотки или межвитковые замыкания находят, контролируя целостность цепей тестером и измеряя сопротивления обмотки мостами постоянного тока.

Погрешность срабатывания и отпускания реле времени определяют электросекундомером.

Характерная неисправность датчиков-реле температуры, давления, уровня и других — несоответствие параметров срабатывания заданным параметрам.

При эксплуатации дифференциальных реле давления типа РДС, реле скорости потока воздуха типа РПВ, поплавковых реле уровня РП-40, СУ-1, а также прерывателя типа СИП может быть поврежден ртутный переключатель. Приборы с такими переключателями демонтируют в лабораториях: в вытяжных шкафах тщательно удаляют остатки ртути, а затем заменяют разбитые переключатели новыми. Собранную ртуть следует хранить в закрытой металлической или стеклянной емкости.

### 10.3. Эксплуатация автоматических регуляторов и микропроцессорных контроллеров



При эксплуатации автоматических регуляторов, содержащих аналоговые и цифровые компоненты, необходимо соблюдение условий эксплуатации и режимов работы, обеспечивающих надежное и долговременное функционирование полупроводниковых приборов, микросхем и других компонентов электронных схем.

Следует руководствоваться как общими правилами эксплуатации электронных устройств и систем, так и заводскими инструкциями по эксплуатации конкретных регуляторов, преобразователей, микропроцессорных контроллеров и других устройств.

В большинстве случаев эксплуатация устройств, содержащих компоненты аналоговой и микропроцессорной техники, сводится к строгому выполнению требований технической документации конкретного устройства, обеспечению условий окружающей среды, соответствующих исполнению регулятора или контроллера, регулярной очистке поверхностей корпусов и печатных плат от пыли, контролю над состоянием и работой охлаждающих устройств и вентиляторов.

Техническим обслуживанием электронных и микропроцессорных устройств занимаются работники, имеющие специальную подготовку, или представители сервисных служб. Особо сложное и дорогостоящее оборудование монтируется, настраивается и обслуживается представителями предприятия-изготовителя (фирменное обслуживание). Представители эксплуатирующей организации участвуют в монтажных, наладочных и пусковых работах при вводе сложного оборудования в эксплуатацию. Возможна организация обучения персонала на специальных курсах или на предприятии-разработчике.

На крупных предприятиях при отделе главного энергетика создаются службы контрольно-измерительных приборов и автоматики, а также заводские лаборатории. Эти службы занимаются эксплуатацией и ремонтом КИП и А, а также обучением и проверкой знаний эксплуатационного персонала.

#### **10.4. Эксплуатация устройств, содержащих элементы силовой электроники и преобразовательной техники**



Для безотказной и безопасной эксплуатации подобных устройств (преобразователей частоты, выпрямителей, устройств плавного пуска, электронных пускорегулирующих устройств для осветительных ламп (ЭПРА), инверторных сварочных аппаратов)

необходимо обеспечить их надежное заземление и соединение с защитным РЕ-проводником корпусов приборов; сопротивление заземления не должно быть более 10 Ом.

Запрещается измерять сопротивление изоляции в цепях электронных и микропроцессорных устройств мегомметром.

Следует предпринимать защитные меры против электростатического разряда до прикосновения к элементам плат при осмотре и установке.

После отключения питания нельзя прикасаться к клеммам преобразователей частоты ранее чем через 10 мин после погасания индикаторов (напряжение на конденсаторе превышает 400 В).

При индикации ошибки привод следует остановить, а повторное включение допускается только после выяснения причины ошибки и ее устранения. Условия охлаждения преобразователя частоты, установленного в шкафу, должны обеспечивать его работу в допустимом температурном диапазоне.

Для подключения входных и выходных силовых проводов рекомендуется использовать обжимные наконечники соответствующего диаметра.

Нейтраль трехфазной обмотки ЭД, подключенного к выходу преобразователя частоты (ПЧ) и соединенного звездой, не должно заземляться.

При подключении ПЧ следует применять экранированный кабель минимальной длины с заземлением со стороны ПЧ и ЭД.

Запрещается подключать конденсаторы и помехоподавляющий фильтр на выходе преобразователей частоты и подавать питание на выход ПЧ.

При подключенной функции автоматического рестарта должны быть приняты меры безопасности персонала при неожиданном запуске привода после перерыва и восстановления электропитания.

Не следует использовать магнитный пускатель на входе ПЧ для запуска/остановки электропривода.

Для снижения уровня помех нужно использовать помехоподавляющий фильтр на входе ПЧ.

Для защиты от колебаний питающего напряжения, особенно при малой длине питающей линии между ПЧ и источником питания (трансформаторной подстанцией), необходимо использовать сетевой дроссель. При длине кабеля питания меньше 10 м и мощ-

ности трансформатора 500 кВА и выше возможно повреждение ПЧ коммутационными перенапряжениями.

Преобразователь частоты должен подключаться к сети через быстродействующий автоматический выключатель с защитной характеристикой типа Б (кратность тока не более 4). Защитный автомат выбирается по мощности преобразователя частоты, а не по мощности подключаемого электродвигателя.

Типовая схема включения преобразователя частоты приведена на рис. 10.1.

Внешние помехи могут вызвать неправильное функционирование преобразователя, а излучаемые преобразователем помехи в свою очередь — неправильное функционирование периферийного оборудования. Преобразователь спроектирован так, чтобы помехи не влияли на его работу, но так как это электронное устройство, управляемое микромощными сигналами, то необходимо принимать меры по подавлению помех. Кроме того, преобразователь сам является источником электромагнитных помех. Если они оказывают влияние на периферийное оборудование, то необходимо принимать меры по их подавлению. Меры по подавлению помех различаются в зависимости от путей их распространения.

Так, согласно общим правилам подключения устройств силовой электроники нельзя прокладывать силовой кабель и сигнальные линии рядом или параллельно; для линий управляющих сигналов следует использовать экранированные витые двужильные провода, причем оболочка экранированного кабеля должна быть подключена к клемме SD; заземление преобразователя и двигателя выполняют в одной точке.

Защита от внешних помех выполняется в соответствии со следующими требованиями в случае, если генерирующие помехи оборудование (магнитный пускатель, электромагнитный тормоз, реле и т.д.) установлено вблизи преобразователя: установить устройство для подавления импульсных помех в силовой блок; в сигнальных линиях установить фильтры; заземлить экраны кабелей датчиков и управления; выполнить прокладку силовых линий в цепи преобразователя частоты в соответствии с рис. 10.2.

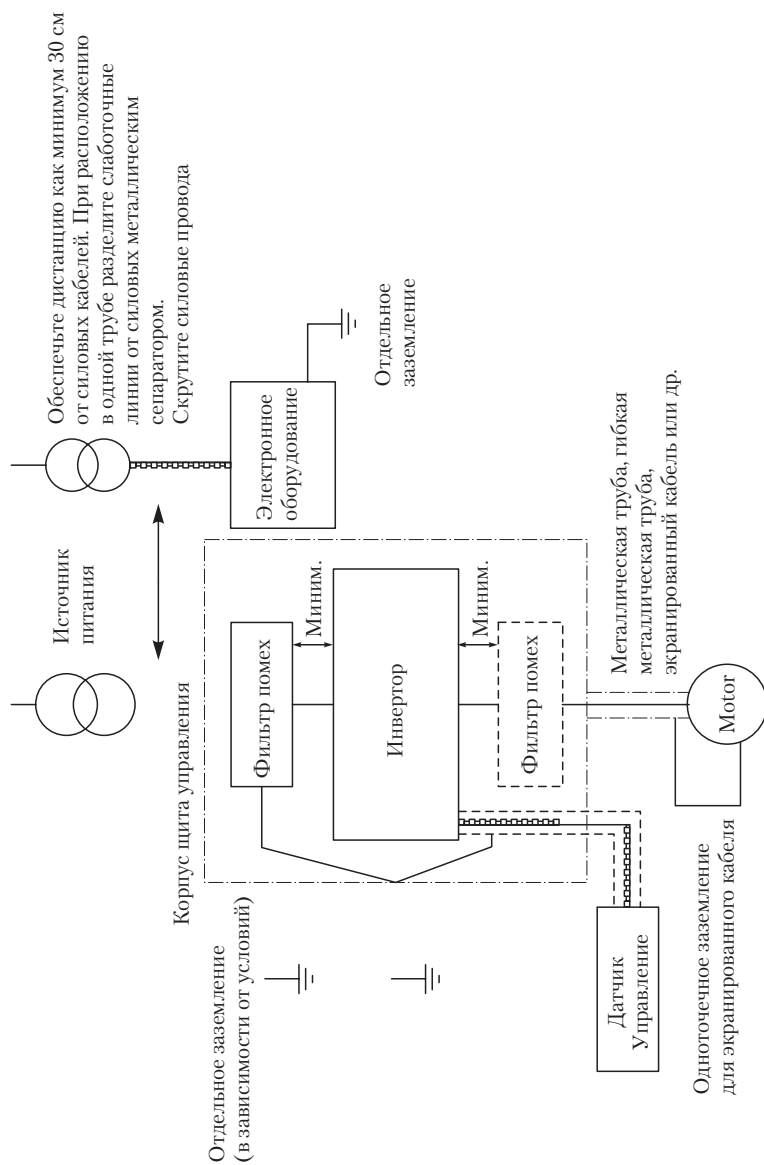


Рис. 10.1. Типовая схема включения преобразователя частоты

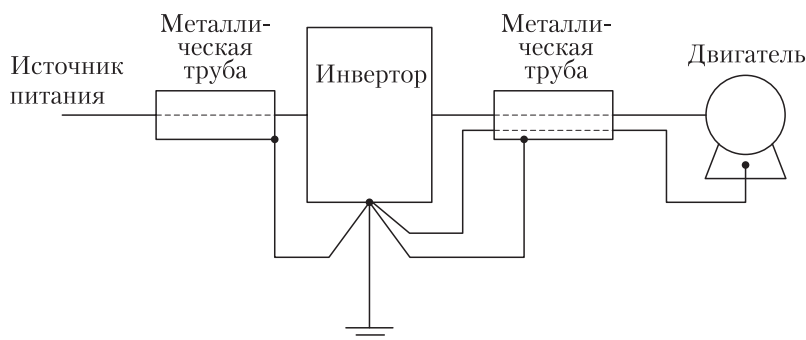


Рис. 10.2. Пример подключения силовых линий (кабелей) в цепи преобразователя частоты

## 10.5. Защита периферийного оборудования от электромагнитных помех, излучаемых преобразователем



Излучаемые преобразователем помехи подразделяются на следующие классы: помехи, излучаемые силовыми кабелями преобразователя (вход/выход); электромагнитные и электростатические помехи в сигнальных линиях периферийного оборудования, которые проходят слишком близко к силовым кабелям, и помехи, передающиеся через сети питания.

Эксплуатация преобразователей частоты на сельскохозяйственных объектах нередко не отвечает требованиям производителя по параметрам электрической сети. Возникает ряд проблем, появляются ошибки и сбои.

В связи с этим износ некоторых компонентов частотного привода происходит быстрее, чем закладывалось изначально производителем для условий, соответствующих нормальной эксплуатации прибора с конкретным типом защиты корпуса.

Для своевременной профилактики возможных проблем, связанных с условиями эксплуатации и программированием, рекомендуется осуществлять превентивное техобслуживание частотных преобразователей 1–2 раза в год.

Профилактическое техобслуживание включает следующие мероприятия:

- анализ общих условий окружающей среды по отношению к степени защиты корпуса прибора;
- проверку и очистку элементов системы охлаждения прибора (вентиляторы, фильтры);
- визуальный осмотр внутренних компонентов прибора, анализ нагревания силовых компонентов;
- проверку моментов затяжки на силовых клеммах системы управления прибора;
- проверку чередования фаз на входе и на выходе прибора;
- проверку электрических характеристик прибора при отключенной нагрузке (статический тест);
- проверку электрических характеристик прибора при включенной нагрузке (динамический тест);
- проверку контура управления (стандартный тест платы управления);
- анализ ошибок в архиве прибора;
- анализ параметров в архиве прибора: электрические параметры, входы/выходы, момент на валу;
- оптимизацию параметров прибора;
- работу по замене запчастей/приборов при обнаружении неисправности;
- предоставление отчета по результатам технического обслуживания.

Преобразователь частоты как часть системы вместе с электроприводами, сервоприводами и такими компонентами, как магнитные контакторы, электромагнитные вентили, реле и подобное является одним из самых сильных источников электромагнитных помех.

Кроме того, преобразователь сам чувствителен к электромагнитным помехам.

Преобразователь частоты может излучать вполне определенный уровень электромагнитных помех и должен быть устойчивым к определенному уровню электромагнитных помех.

Правильная схема подключения трехфазного двигателя к преобразователю частоты показан на рис. 10.1. Ток, протекающий по кабелю двигателя через клеммы U, V, W имеет сложную импульсную форму.

В зависимости от скорости нарастания напряжения ( $dU/dt$ ) в силовой цепи могут появиться токи высокой частоты из-за наличия паразитной емкости ( $C_{par}$ ). Эта емкость формируется между проводниками кабеля двигателя, а также в двигателе и преобразователе частоты между корпусом, экраном и заземлением. Высокочастотные токи, причиной которых является векторная составляющая выходных токов  $I_u$ ,  $I_v$  и  $I_w$ , называются синфазными ( $I_{cm}$ ).

В современных преобразователях частоты синфазный ток может достигать 10 А. Полное экранирование (корпус преобразователя частоты, экран кабеля двигателя, корпус двигателя) должно составлять единое целое. Каждая часть должна иметь хорошее высокочастотное соединение с другими, образуя так называемую клетку Фарадея. Экран должен быть соединен и с фильтром радиопомех (RFI). На стороне подключения к сети фильтр радиопомех имеет высокое сопротивление, а на стороне подключения к преобразователю — низкое сопротивление для синфазных токов, поэтому синфазные токи возвращаются в преобразователь. Это приводит к тому, что синфазные токи циркулируют внутри общего экрана и внешние поля остаются на минимальном уровне.

**Помехи по питающей сети.** Помехи на стороне питающей сети лежат в частотном диапазоне от 150 кГц до 30 МГц. Они представляют собой электрические токи, поступающие в сеть через силовое подключение преобразователя и мешающие работе другого оборудования. Для предотвращения прохождения этих токов в сеть необходимо устанавливать сетевой фильтр (RFI). В большинстве преобразователей частоты этот фильтр встроен.

**Помехи по эфиру.** Предотвращение взаимного проникновения электромагнитных помех в диапазоне от 30 МГц до 1 ГГц основано на высокочастотном экранировании соответствующего оборудования. Такое экранирование применяется как для предотвращения излучения помех, так и для защиты от них. Наилучшим способом экранирования можно считать помещение оборудования в металлический шкаф, «клетку Фарадея» (см. рис. 10.2).

Такая «клетка» должна быть изготовлена из материала с высокой электрической проводимостью, и все ее элементы должны быть соединены между собой по возможно большей поверхности. В этом случае токи высокой частоты будут циркулировать по элементам шкафа. Для защиты от электромагнитных помех заземле-



ние шкафа необязательно, однако его нужно заземлить из соображений безопасности.

Принцип «клетки Фарадея» применим и к установкам, имеющим в своем составе преобразователи частоты.

**Электромагнитное экранирование.** На практике не всегда просто обеспечить непрерывность экранирования. Кроме входного контактора и средств аварийного отключения подключение к двигателю может осуществляться, например, через выходной дроссель. В частности, подключение сигнальных цепей и связанных с ними устройств может быть намного сложнее, чем показано на рис. 10.1.

Целью экранирования является циркуляция токов высокой частоты (синфазных токов) по определенному пути. Если в цепи циркуляции этих токов появится участок с большим сопротивлением, например из-за плохого контакта между винтом и корпусом преобразователя, то на этом участке будет присутствовать высокое напряжение, являющееся причиной излучения электромагнитных помех.

Подключение экранов кабелей требует особого внимания. Одна из характеристик высокочастотных токов заключается в том, что они протекают в основном по поверхности проводников (поверхностный эффект). При частотах свыше 1 ГГц глубина проникновения в проводник не превышает сотен микрон, поэтому использование сплошных проводников большого сечения не дает существенных преимуществ. Фактически для обеспечения низкого высокочастотного сопротивления нужно обеспечить проводящую поверхность. Для передачи высокочастотных токов необходимо использовать многожильный провод (этот провод состоит из большого количества тонких проводников, сплетенных вместе) или медную фольгу. Такие материалы всегда используются для экранирования высокочастотных проводов. При соединении должны быть подключены все проводники экрана, поэтому недопустимо использовать заделку экрана в одной точке, в противном случае в месте соединения образуется участок с высоким сопротивлением, являющийся источником помех для окружающего оборудования. На рис. 10.3 показан пример правильного соединения экрана с корпусом, обеспечивающего минимальное сопротивление места соединения.

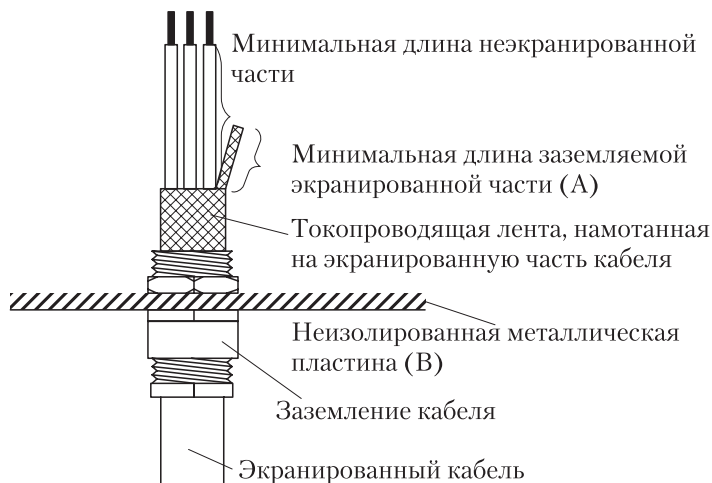


Рис. 10.3. Пример заземления силового экранированного кабеля

На рис. 10.4 приведен наиболее частый способ установки преобразователя частоты. Использование неокрашенной (например, гальванизированной) монтажной панели является оптимальным решением с точки зрения ЭМС и сокращает время монтажа.

В настоящее время применяются корпуса, в которых вместо обычных окрашенных монтажных панелей установлены гальванизированные. Увеличивается и количество аксессуаров, предназначенных для упрощения подключения силовых кабелей с соблюдением требований ЭМС, — разъемы, хомуты для крепления на DIN-рейках и т.п.

Если в преобразователе частоты нет встроенного фильтра, необходимо установить внешний. Этот фильтр должен быть установлен как можно ближе к преобразователю частоты. Если расстояние между фильтром и преобразователем не превышает 30 см, то можно не использовать экранированный кабель между ними. При монтаже фильтра необходимо соблюдать те же рекомендации, что и при монтаже преобразователя частоты, обратив особое внимание на следующие аспекты:

- ☐ экранированный кабель должен иметь медный экран;
- ☐ все экраны на обоих концах должны быть тщательно соединены с металлическими корпусами;

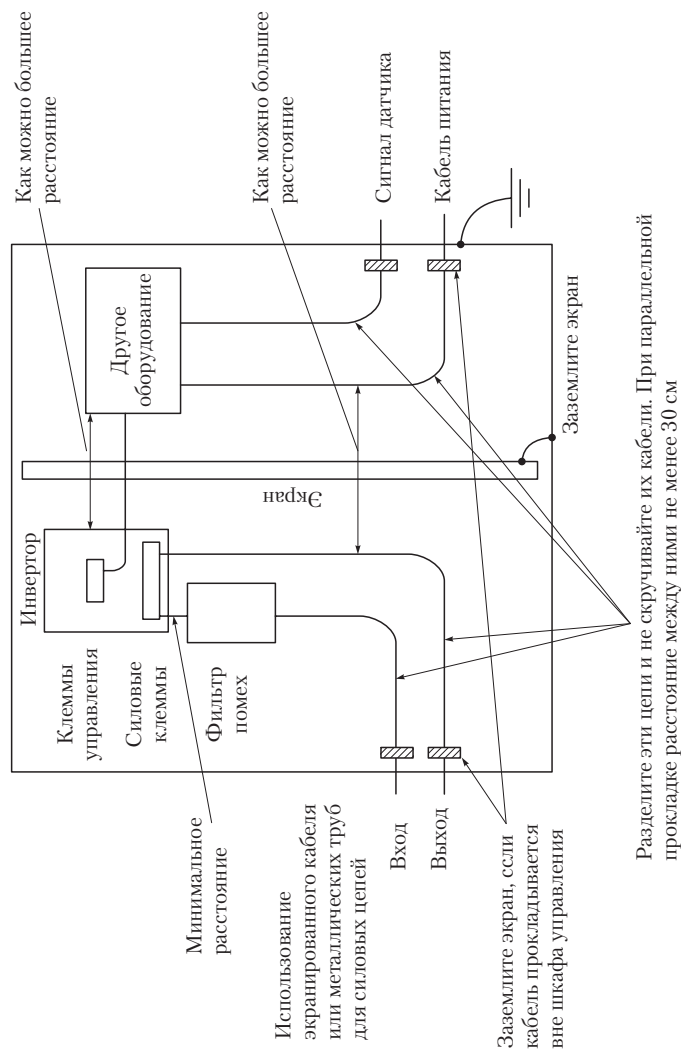


Рис. 10.4. Пример установки преобразователя частоты в металлическом шкафу совместно с другим электронным оборудованием

□ если используется окрашенная монтажная панель, необходимо удалить краску для получения возможно большей поверхности контакта во всех местах соединений с крепежными хомутами и оголенным экраном кабеля. Соединение только через резьбу крепежного винта не является достаточным;

□ если краска была удалена, необходимо принять меры для предотвращения коррозии и вновь покрасить поверхности после соединения;

□ крепление корпуса преобразователя частоты должно обеспечивать электрическое соединение с монтажной панелью на возможно большей площади. Для этого также необходимо удалить краску, если она есть. В качестве альтернативной меры можно использовать соединение корпуса преобразователя с монтажной панелью с помощью шины минимальной длины;

□ по возможности следует избегать разрывов в экранах кабелей. Если разрывов избежать не удастся (например, при установке выходных дросселей и клеммных колодок), неэкранированные участки должны иметь минимальную длину, а каждый конец кабеля должен быть тщательно заземлен. Кабель сетевого питания в экранировании не нуждается.

При открытой установке преобразователя, например в электротехническом помещении на кирпичной стене, необходимо использовать металлические кабельные вводы. Лотки укладки кабелей также могут использоваться в качестве электромагнитного заземления.

**Типы сигналов управления.** Необходимо делать различия между сигналами различных типов и для каждого из них использовать отдельный кабель. Различные типы сигналов могут оказывать влияние друг на друга. На практике такое разделение встречается часто, например кабель от датчика давления может быть подключен непосредственно к преобразователю частоты. На рис. 10.5 приведен рекомендуемый вариант подключения преобразователя частоты при наличии различных цепей и сигналов управления.

Можно выделить следующие типы сигналов:

□ аналоговые — сигналы напряжения или тока (0...10 В, 0/4...20 мА), значение которых меняется медленно или редко; обычно это сигналы управления или измерения;

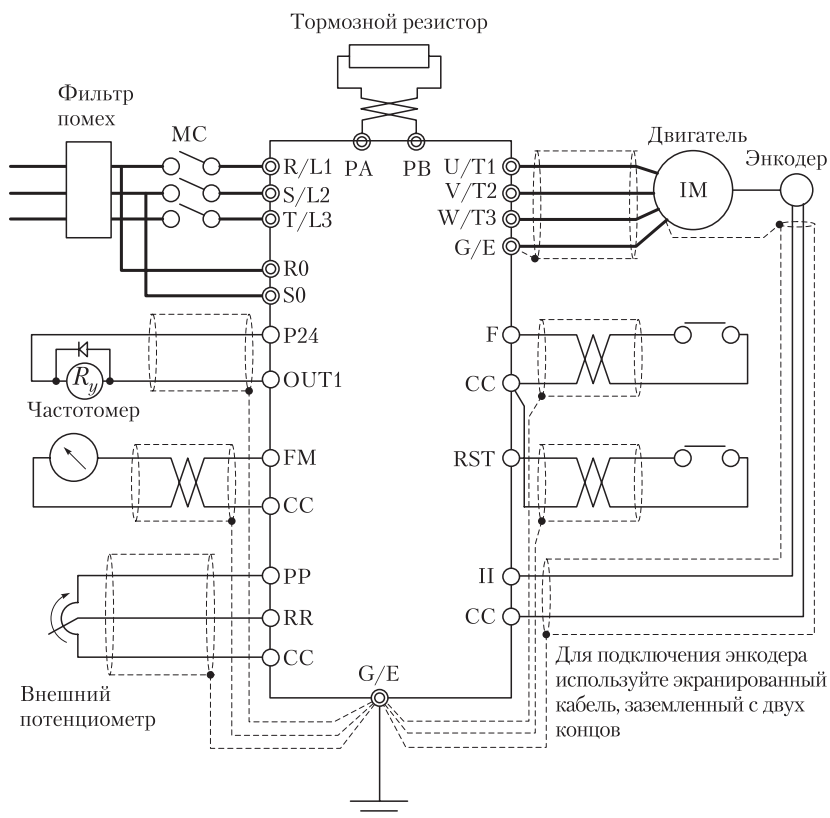


Рис. 10.5. Пример подключения силовых цепей и цепей управления преобразователя частоты

□ дискретные — сигналы напряжения или тока (0...10 В, 0/4...20 мА), которые могут принимать только два редко изменяющихся значения (высокое или низкое);

□ цифровые (данные) — сигналы напряжения (0...5 В, 0...10 В), которые меняются быстро и с высокой частотой; обычно это сигналы портов RS232, RS485 и т.п.;

□ релейные — контакты реле (0...220 В переменного тока) могут включать индуктивные токи в зависимости от подключенной нагрузки (внешние реле, лампы, клапаны, тормозные устройства и т.д.).



## 10.6. Общие рекомендации при выборе преобразователя частоты

Для привода асинхронного электродвигателя от преобразователя частоты, прежде чем выбирать мощность инвертора, важно правильно выбрать мощность электродвигателя, для чего нужно знать необходимый пусковой момент, а также время разгона и торможения электропривода. При определении пускового момента необходимо выполнить расчеты по проверке соответствия момента нагрузки и мощности электродвигателя; для определения времени разгона и торможения необходимо рассчитать момент инерции электропривода и определить ускоряющий момент. Для обеспечения режима торможения выполняют расчеты по выбору тормозного резистора для преобразователя частоты. Эти расчеты изложены в соответствующих разделах электропривода и в руководящих материалах фирм-разработчиков преобразователей частоты.

Для проверки соответствия момента нагрузки и мощности электродвигателя предварительно выбирают мощность двигателя по моменту нагрузки. Если выбор уже сделан, проверяют, чтобы номинальный момент двигателя превышал момент нагрузки на валу двигателя.

Момент нагрузки на валу двигателя

$$M_c \leq \frac{9549 P_n}{n_n}, \quad (10.1)$$

где  $M_c$  — момент сопротивления нагрузки, Н·м;  $P_n$  — номинальная мощность электродвигателя, кВт;  $n_n$  — номинальная частота вращения вала электродвигателя,  $\text{мин}^{-1}$ .

Если условие (10.1) не выполняется, т.е. мощность электродвигателя недостаточна, то выбирают следующий по мощности электродвигатель из каталога с последующей проверкой по условию (10.1).

**Проверка соответствия момента инерции нагрузки.** Общий момент инерции складывается из момента инерции двигателя ( $J_{\text{э.д}}$ ) и момента инерции нагрузки, приведенного к валу двигателя ( $J_n$ ). Если механизм непосредственно связан с валом электродви-

гателя, приведения момента инерции к валу электродвигателя не требуется. Если электродвигатель питается непосредственно от сети 50 Гц, необходимо, чтобы суммарный момент инерции не превышал максимально допустимый для выбираемого электродвигателя. При включении электродвигателя через преобразователь частоты возможно значительное увеличение времени ускорения и торможения электропривода (плавный пуск и торможение) с помощью настроек преобразователя.

**Соответствие момента ускорения.** При работе электродвигателя в составе частотно-регулируемого электропривода кратковременный максимальный момент может достигать 120...150 % при скалярном управлении и 150...200 % при векторном управлении. Поэтому, если задается время ускорения, должно выполняться условие:

$$M_{н.э.д} = \left( \frac{J_{пр} n}{9,56 t_a} + M_{с.пр} \right) \frac{1}{\alpha}, \quad (10.2)$$

где  $M_{н.э.д}$  — номинальный момент электродвигателя, Нм;  $J_{пр}$  — момент инерции, приведенный к валу электродвигателя,  $\text{кг} \cdot \text{м}^2$ ;  $t_a$  — время ускорения, с;  $M_{с.пр}$  — момент сопротивления, приведенный к валу электродвигателя;  $\alpha$  — коэффициент, равный 1,2...1,5 при скалярном и 1,5...2 при векторном управлении.

Если условие (10.2) не выполняется, мощность электродвигателя недостаточна или время ускорения слишком мало.

**Соответствие момента торможения.** Момент торможения при работе от инвертора без тормозного резистора зависит от мощности преобразователя. При мощности от 0,1 до 4 кВт момент торможения составляет 80...30 % от номинального; при мощности 5...55 кВт момент торможения составляет 15...10 %, а при использовании внешнего тормозного резистора — 100...150 % от номинального момента.

После проверки условий (10.1), (10.2) и проверки соответствия момента торможения выбирают преобразователь частоты, для чего нужно знать мощность электропривода, входное напряжение, количество фаз (трехфазное или однофазное входное напряжение, напряжение питания электродвигателя, характер изменения момента сопротивления рабочей машины от угловой скорости).

Выбор типа преобразователя частоты зависит от его применения в составе замкнутого или разомкнутого электропривода. Боль-

шинство существующих преобразователей частоты имеют встроенную функцию ПИД-регулятора.

**Методика настройки ПИД-регулятора преобразователя частоты.** Функция ПИД-регулирования может использоваться при управлении процессами поддержания давления, расхода, температуры и т.п. Блок-схема частотно-регулируемого электропривода с ПИД-регулированием приведена на рис. 10.6.

**Настройка ПИД-регулятора.** Производится в соответствии с требованиями управляемой системы, сигналом задания и сигналом

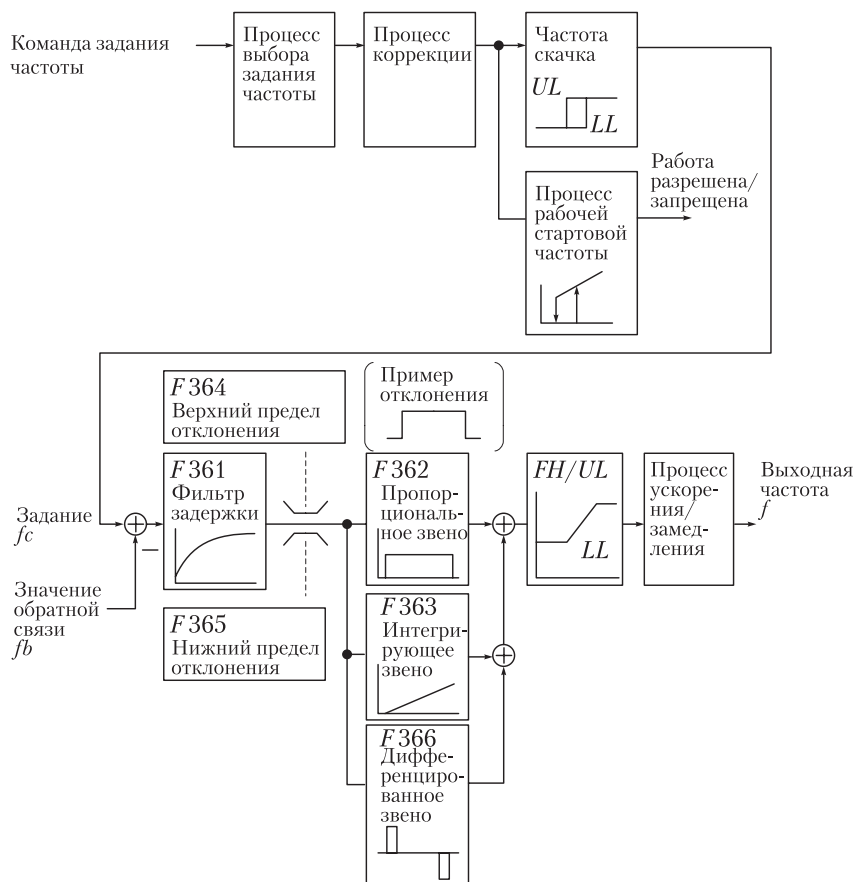


Рис. 10.6. Блок-схема ПИД-регулирования



обратной связи. Подробно процедура настройки излагается в инструкции по эксплуатации конкретного преобразователя частоты.

Настраиваемые параметры для ПИД-регулирования приведены в табл. 10.1.

Таблица 10.1

**Настраиваемые параметры для ПИД-регулирования**

Название	Диапазон настройки
Фильтр задержки	0...255
Коэффициент пропорциональности (П)	0,01...100
Коэффициент интегрирования (И)	0,01...100
Верхний предел отклонения	0...50
Нижний предел отклонения	0...50
Коэффициент дифференцирования (Д)	0...2,55

**Настройка пропорционального звена.** Пропорциональное звено (П) усиливает отклонение (разницу между заданием и сигналом обратной связи), чтобы ввести коррекцию для регулирования пропорционально отклонению. При увеличении его значения реакция на управляющее воздействие ускоряется, но чрезмерное увеличение коэффициента пропорциональности может вызвать нестабильную работу и колебания (рис. 10.7).

**Настройка интегрирующего звена.** Интегрирующее звено (И) сводит к нулю остаточное отклонение после пропорционального звена. Чем больше коэффициент интегрирования, тем меньше остаточное отклонение, но чрезмерное увеличение может вызвать нестабильную работу и колебания (рис. 10.8).

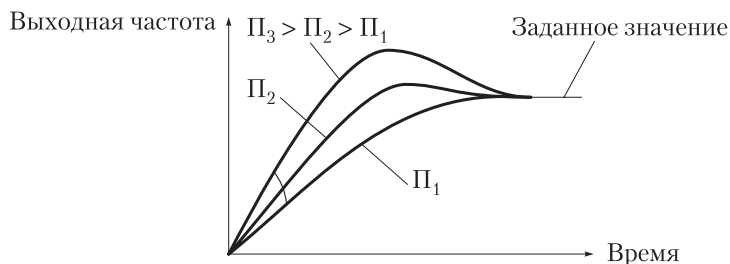


Рис. 10.7. Настройка пропорционального (П-звена) ПИД-регулятора

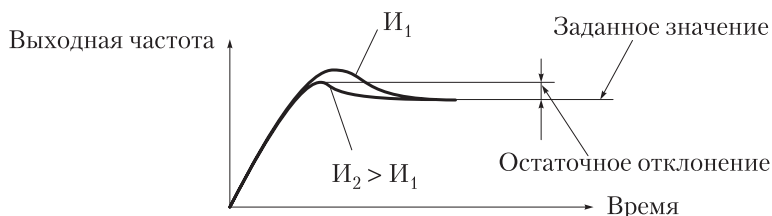


Рис. 10.8. Настройка интегрирующего (И-звена) ПИД-регулятора

**Настройка дифференцирующего звена.** Дифференцирующее звено (Д) улучшает реакцию системы, когда отклонения быстро меняются. Однако чрезмерное увеличение коэффициента дифференцирования может вызвать колебания выходной частоты.

**Настройка фильтра задержки.** Фильтр задержки предназначен для сдерживания быстро изменяющихся отклонений (звено запаздывания первого порядка). Если уменьшить задержку, процесс ускорится, и наоборот (рис. 10.9).

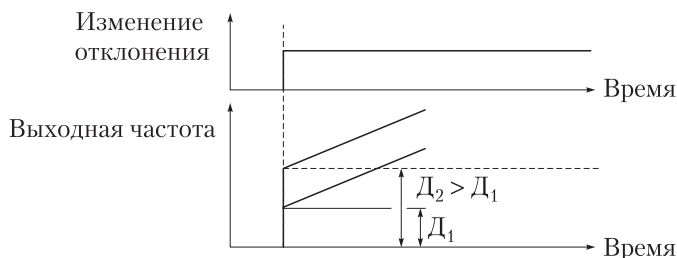


Рис. 10.9. Настройка фильтра задержки

**Настройка сигнала обратной связи.** Выбор сигнала ПИД-регулирования позволит указать источник сигнала обратной связи. При использовании аналогового входа устанавливают нулевые значения сигнала обратной связи в соответствии с частотой 0 Гц, а максимальное значение — соответствующее максимальной частоте. К примеру, в случае использования сигнала 4...20 мА устанавливают 20 % для 0 Гц и 100 % для максимальной частоты.

**Настройка сигнала задания.** Значение задания используется как команда задания частоты, установленная с помощью функции выбора задания скорости. Значение задания частоты задается как значение технологического параметра, к которому будет стремиться значение обратной связи. Задание также может быть установлено с помощью предустановленных скоростей.



## ЭЛЕМЕНТЫ ТЕОРИИ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМ ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ СРЕДСТВ АВТОМАТИКИ

Одним из основных мероприятий, проводимых на стадии разработки системы обеспечения надежности функционирования средств автоматики, является назначение принципов их технического обслуживания (ТО). При выборе этих принципов в первую очередь необходимо выбрать правила замены отдельных блоков (например, по календарным срокам, выработке определенного ресурса, по оптимальному межремонтному циклу (МРЦ)). В связи с этим рассмотрим некоторый функционально достаточный набор средств автоматики как систему, находящуюся в различных состояниях, описываемых марковским случайным процессом, т.е. процессом без последействия со свойством: для каждого момента времени  $t_0$  вероятность любого состояния системы в будущем (при  $t > t_0$ ) зависит только от ее состояния в настоящем (при  $t = t_0$ ) и не зависит от того, когда и каким образом система пришла в это состояние.

Если система имеет  $n$  дискретных состояний  $S_0, S_1, S_2, \dots, S_n$  и в этой системе протекает марковский случайный процесс с непрерывным временем при постоянных интенсивностях потоков событий, переводящих систему из состояния в состояние, то для такой системы справедливо следующее общее положение. Если число состояний системы конечно и из каждого состояния можно перейти в каждое другое, то предельные вероятности состояний существуют и не зависят от начального состояния системы. По смыслу эти вероятности являются средним относительным временем пребывания в данном состоянии. Чтобы их определить, обычно составляется размеченный граф состояний, отражающий пути

перехода из состояния в состояние, интенсивности переходов и сами состояния.

Составим размеченный граф состояния системы, состоящей из  $n$  блоков и находящейся в  $n$  состояниях в разное время, а именно: в состоянии  $S_0$  — система исправная,  $S_1$  — обслуживается один блок,  $S_2$  — обслуживается два блока, ...,  $S_n$  — обслуживается  $n$  блоков.

На рис. 11.1 приведен граф состояний, в котором помечены переходы системы из состояния в состояние с интенсивностями отказов  $\lambda_{ij}$  в одном направлении и интенсивностями восстановлений  $\mu_{ij}$  — в другом.

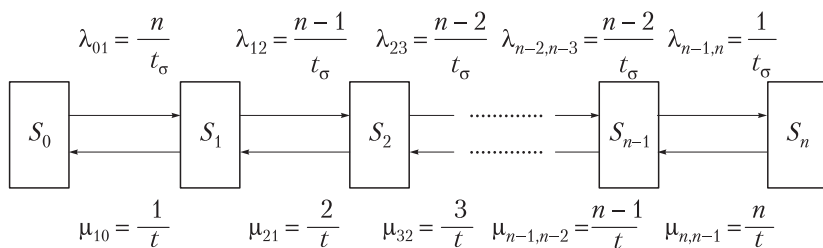


Рис. 11.1. Размеченный граф состояний системы, состоящей из  $n$  блоков

Если среднее время безотказной работы каждого блока  $t_\tau$  приблизительно одинаково, среднее время восстановления блока равно  $t_p$  и блок после выхода из строя сразу же восстанавливается (заменяется), то граф состояний системы, состоящей из таких блоков, будет аналогичен марковской непрерывной цепи, характеризующей процесс «гибели и размножения». Для такой цепи частоты  $\lambda_{ij}$  и  $\mu_{ij}$  убывают с переходом от состояния к состоянию в соответствии с выражениями, приведенными на рис. 11.1. В этом случае вероятность состояния  $S_0$  (система исправна) определяется по формуле [14]:

$$P_0 = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_{01}}{\mu_{10}} + \frac{\lambda_{01} \cdot \lambda_{02}}{\mu_{10} \cdot \mu_{12}} + \frac{\lambda_{01} \cdot \dots \cdot \lambda_{n-2,n-1}}{\mu_{10} \cdot \dots \cdot \mu_{n-1,n-2}} + \frac{\lambda_{01} \cdot \dots \cdot \lambda_{n-1,n}}{\mu_{10} \cdot \dots \cdot \mu_{n,n-1}}}, \quad (11.1)$$

а для состояний  $S_1, S_2, \dots, S_n$

$$P_1 = \frac{\lambda_{01}}{\mu_{10}} P_0; P_2 = \frac{\lambda_{01} \lambda_{12}}{\mu_{10} \mu_{21}} P_0; \dots; P_n = \frac{\lambda_{01} \cdot \dots \cdot \lambda_{n-1,n}}{\mu_{10} \cdot \dots \cdot \mu_{n,n-1}} P_0. \quad (11.2)$$

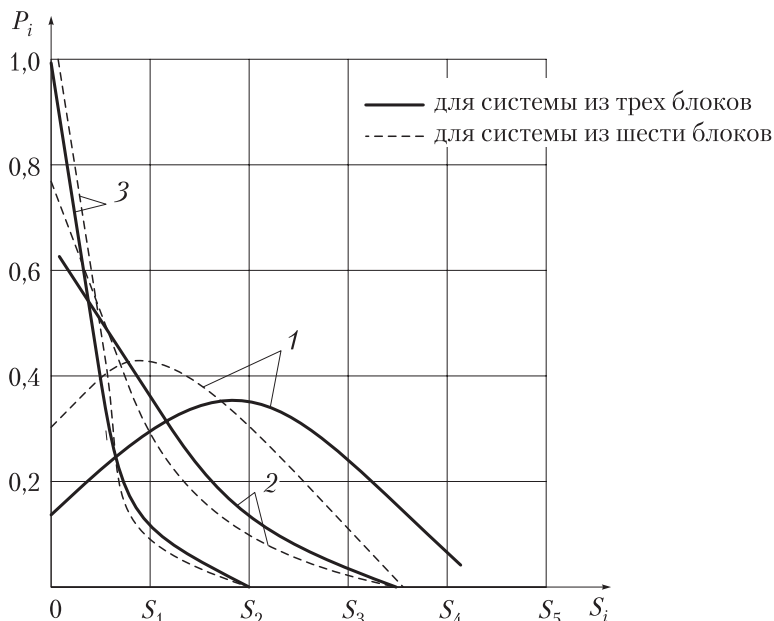


Рис. 11.2. Зависимость вероятности состояния системы от состояния ее блоков и их количества:

$$1 - t_p = 0,5t_{\sigma}; \quad 2 - t_p = 0,1t_{\sigma}; \quad 3 - t_p = 0,01t_{\sigma}$$

На рис. 11.2 приведены кривые для  $P_i$ , рассчитанные по (11.1) и (11.2) для системы, состоящей из пяти и трех равнонадежных блоков. Кривые рассчитаны для трех разных соотношений времени восстановления и времени безотказной работы. Так, например, при  $\bar{t}_p = 0,01\bar{t}_{\tau}$  выражение (11.1) для системы из шести блоков имеет вид

$$P_0 = \frac{1}{1 + 5 \frac{\bar{t}_p}{\bar{t}_{\tau}} + 10 \left( \frac{\bar{t}_p}{\bar{t}_{\tau}} \right)^2 + 10 \left( \frac{\bar{t}_p}{\bar{t}_{\tau}} \right)^3 + 5 \left( \frac{\bar{t}_p}{\bar{t}_{\tau}} \right)^4 + \left( \frac{\bar{t}_p}{\bar{t}_{\tau}} \right)^5} = 0,951.$$

Анализ кривых, приведенных на рис. 11.2, показывает, что основное влияние на вероятность безотказной работы системы оказывает не столько количество блоков, сколько соотношение времени восстановления (или замены) блока и времени безотказной работы. Чем меньше это соотношение, тем надежнее система. Так, уже при  $\bar{t}_p : \bar{t}_{\tau} = 0,001$  вероятность перехода системы в со-

стояние  $S_1$  (один блок восстанавливается или заменяется) практически равна нулю в пределах точности расчета. Этот вывод ориентирует на разработку такого варианта системы, состоящей из различных практически равнонадежных блоков, когда отказавшие блоки оперативно заменяются исправными, хранящимися как запасные изделия (ЗИП). А если к тому же в системе используется самодиагностика состояния блоков и автоматическое резервирование наиболее ответственных модулей (элементов), то вероятность состояния  $P_0$  становится максимально близкой к единице.

Функционирование комплекса средств (КТС) автоматизации можно рассматривать и как циклический ветвящийся процесс со следующими состояниями (рис. 11.3):

$S_1$  — КТС исправен, находится в работе;

$S_2$  — блок (блоки) вышел из строя, ведется поиск неисправностей;

$S_3$  — неисправность локализована, ведется ремонт своими силами;

$S_4$  — неисправность локализована, вызван специалист бригады централизованного ремонта;

$S_5$  — блоки восстановлены, КТС готов к эксплуатации.

Все потоки событий, протекающих в системе, — простейшие, среднее время исправного состояния КТС равно  $\bar{t}_н$ , среднее время

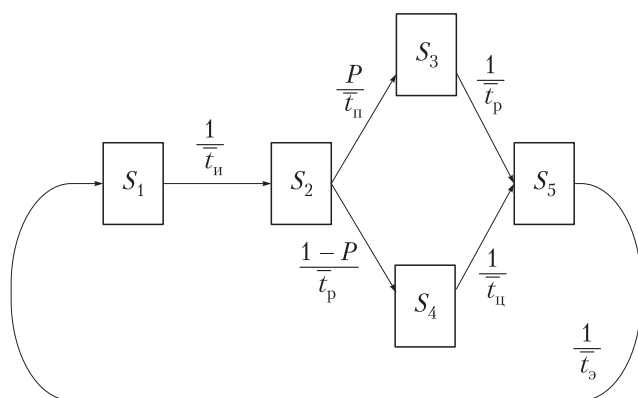


Рис. 11.3. Размеченный граф состояний системы, отражающий циклический ветвящийся марковский процесс

поиска неисправности —  $\bar{t}_н$ , среднее время ремонта своими силами —  $\bar{t}_р$ , то же бригадой централизованного ремонта —  $\bar{t}_ц$ , среднее время подготовки КТС к эксплуатации —  $\bar{t}_э$ .

Для ветвящегося циклического марковского процесса предельные вероятности состояний определяются согласно [14]:

$$\left. \begin{aligned} P_1 &= \frac{\bar{t}_н}{\bar{t}_н + \bar{t}_ц + P\bar{t}_р + (1-P)\bar{t}_ц + \bar{t}_э}, \\ P_2 &= \frac{\bar{t}_ц}{\bar{t}_н + \bar{t}_ц + P\bar{t}_р + (1-P)\bar{t}_ц + \bar{t}_э}, \\ P_3 &= \frac{P\bar{t}_р}{\bar{t}_н + \bar{t}_ц + P\bar{t}_р + (1-P)\bar{t}_ц + \bar{t}_э}, \\ P_4 &= \frac{(1-P)\bar{t}_ц}{\bar{t}_н + \bar{t}_ц + P\bar{t}_р + (1-P)\bar{t}_ц + \bar{t}_э}, \\ P_5 &= \frac{\bar{t}_э}{\bar{t}_н + \bar{t}_ц + P\bar{t}_р + (1-P)\bar{t}_ц + \bar{t}_э}, \end{aligned} \right\} \quad (11.3)$$

где  $P$  — вероятность устранения повреждения собственными силами.

В табл. 11.1 приведены рассчитанные по (11.3) значения вероятностей  $P_1, P_2, \dots, P_5$  при различных длительностях  $\bar{t}_н, \bar{t}_ц, \bar{t}_р, \bar{t}_э$  и вероятности  $P$ . Как видно из таблицы, снижение вероятности поиска неисправности собственными силами увеличивает вероятность пребывания системы в состоянии  $S_4$  (неготовность). С другой стороны, увеличение среднего времени исправного состояния, быстрый поиск неисправности и ее устранение собственными силами приводит к наибольшей вероятности пребывания системы в состоянии  $S_1$  (готовность).

Вероятность исправной работы системы при более широком наборе исходных данных, чем приведенные в табл. 11.1, представлена на рис. 11.4, где значение  $P_1$  приведено в функции от вероятности устранения неисправностей собственными силами. Полученные кривые свидетельствуют о том, что для увеличения готовности системы к работе наряду с обеспечением блоков набором ЗИП необходимо оснащать систему средствами диагностики отказов для их быстрого обнаружения.

Таблица 11.1

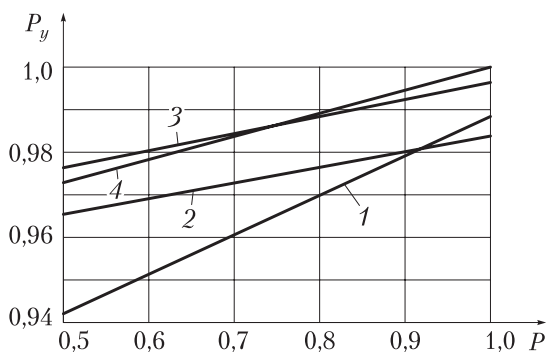
**Значения вероятностей пребывания системы в различных состояниях при разных значениях  $\bar{t}$  и  $P$**

Вероятности	$P = 0,9$	$P = 0,8$	$P = 0,7$	$P = 0,6$	$P = 0,5$
$\bar{t}_и = 2000$ ч, $\bar{t}_п = 5$ ч, $\bar{t}_ц = 100$ ч, $\bar{t}_э = 1$ ч					
$P_1$	0,983	0,979	0,976	0,972	0,968
$P_2$	0,0025	0,0025	0,0024	0,0023	0,0023
$P_3$	0,0088	0,0078	0,0068	0,0058	0,0048
$P_4$	0,005	0,01	0,015	0,020	0,025
$P_5$	0	0	0	0	0
$\bar{t}_и = 5000$ ч, $\bar{t}_п = 10$ ч, $\bar{t}_п = 50$ ч, $\bar{t}_ц = 200$ ч, $\bar{t}_э = 1$ ч					
$P_1$	0,993	0,0991	0,985	0,982	0,978
$P_2$	0,002	0,002	0,002	0,002	0,002
$P_3$	0,0089	0,0079	0,0069	0,0059	0,0049
$P_4$	0,004	0,008	0,012	0,016	0,02
$P_5$	0	0	0	0	0

Для оценки влияния наличия средств диагностики на показатели надежности системы рассмотрим восстанавливаемую систему с ненагруженным активным дублированием, в которой включение резерва осуществляется исполнительным устройством (ИУ) после сигнала контролирующего устройства (КУ), обеспечивающего контроль части системы (доля неконтролируемых отказов равна  $\gamma$ ).

Размеченный граф состояний такой системы приведен на рис. 11.5, где  $\lambda$  — интенсивность отказов работающих блоков;  $\mu$  — интенсивность их восстановления;  $\alpha\lambda$  — интенсивность отказов переключателя,  $\alpha = \alpha_1 + \alpha_2$ , здесь  $\alpha_1$  — доля отказов типа «ложное переключение»,  $\alpha_2$  — доля отказов типа «отсутствие переключения». На графе отмечены следующие состояния:  $S_0$  — работает основной блок,  $S_1$  — не работает контролируемая часть основного блока или произошло ложное срабатывание переключателя, работает резервный блок,  $S_2$  — работает основной блок, переключатель отказал,  $S_3$  — подмножество состояний, соответствующих отказу системы.





$N$	$\bar{t}_n, \text{ч}$	$\bar{t}_n, \text{ч}$	$\bar{t}_p, \text{ч}$	$\bar{t}_c, \text{ч}$	$\bar{t}_3, \text{ч}$
1	1000	2	10	100	1
2	2000	5	20	100	1
3	5000	10	50	200	1
4	10 000	1	1	500	1

Рис. 11.4. Зависимость вероятности исправной работы системы от вероятности устранения неисправностей собственными силами

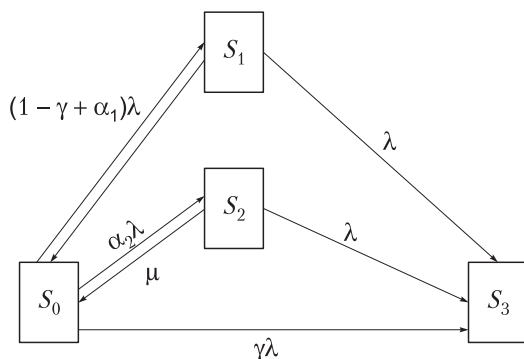


Рис. 11.5. Размеченный граф состояний системы с автоматическим контролем ее части и включением резерва

Исследованием [15] показано, что для системы, состояния которой характеризуется графом, приведенным на рис. 11.3, средняя наработка на отказ определяется выражением

$$m_t = \frac{2\lambda + \mu + \alpha\lambda - \gamma\lambda}{\lambda^2(1 + \alpha) + \mu\gamma\lambda}, \quad (11.4)$$

или  $m_t = \frac{1}{\gamma\lambda}$ , так как  $\lambda \ll \mu$ .

Анализ выражения (11.4) показывает, что чем меньше доля неконтролируемых отказов в системе, тем выше ее надежность.

Для систем, имеющих блоки в ненагруженном резерве, требуется наличие автоматических переключателей. Их надежность в свою очередь также сказывается на надежности системы в целом. Рассмотрим в связи с этим вариант системы, содержащей рабочий и резервный блоки с автоматическим переключением, например блок питания. Для определения вероятности безотказной работы такого блока в течение некоторой наработки  $t_i$  сформулируем условия, при которых резервное устройство будет безотказно работать на интервале  $\{0, t_i\}$ :

- когда основной блок не откажет на интервале  $\{0, t_i\}$ ;
- когда основной блок откажет в момент  $\tau < t_i$ , переключатель на этом интервале исправен и включает резервный блок, который проработает исправно в течение  $t_i - \tau$  единиц времени.

В [16] приводится вывод выражения для вероятности безотказной работы такого блока в течение наработки  $t_i$ :

$$P_y(t_i) = \exp[-\lambda t_i] \{1 + \frac{\lambda}{\lambda_{ny}} [1 - \exp(-\lambda_{ny} t_i)]\}, \quad (11.5)$$

где  $\lambda$  — интенсивность отказов основного и резервного блоков,  $\lambda_{ny}$  — интенсивность отказов переключателя.

На рис. 11.6 приведены зависимости  $P_y(t_i)$  для различных значений  $\lambda$  и  $\lambda_{ny}$ . Из зависимостей следует, что надежность блока тем выше, чем выше надежность переключающего устройства при прочих равных условиях.

Резервированию в системе могут подлежать  $m$  участков, в связи с чем имеет смысл расчет их оптимального числа, так как, с одной стороны, увеличение числа резервируемых участков приводит к увеличению надежности схемы, с другой стороны — это мероприятие требует увеличения числа передающих устройств, снижающих надежность системы в целом. Для определения оптимального значения  $m$  разобьем схему на равнонадежные участки, для которых:

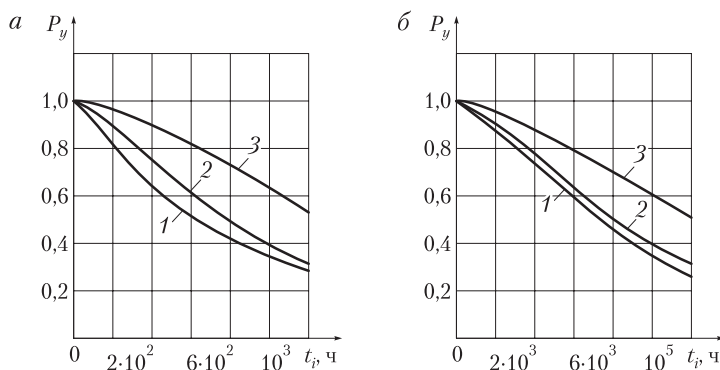


Рис. 11.6. Зависимость вероятности безотказной работы блока, имеющего ненагруженный резерв, от наработки  $t_i$ :

а —  $\lambda = 10^{-3}$  1/ч; б —  $\lambda = 10^{-4}$  1/ч; 1 —  $\lambda/\lambda_{ny} = 0,01$ ; 2 —  $\lambda/\lambda_{ny} = 0,1$ ; 3 —  $\lambda/\lambda_{ny} = 1,0$

а) при нерезервированной схеме

$$q_{yc}(t_i) = 1 - [1 - Q_{и}(t_i)]^{\frac{1}{m}}; \quad (11.6)$$

б) при резервированной схеме

$$q_{yc}(t_i) = [1 - (1 - q_{и}(t_i))(1 - Q_{и}(t_i)^{\frac{1}{m}})]^{k+1}; \quad (11.7)$$

в) для всей схемы

$$Q_p(t_i) = 1 - \left\{ 1 - [1 - q_{и}(t_i)(1 - Q_i(t_i)^{\frac{1}{m}})]^{k+1} \right\}^m, \quad (11.8)$$

где  $q_{yc}(t_i)$  — вероятность отказа участка схемы;  $Q_p(t_i)$  — то же резервированной схемы;  $Q_i(t_i)$  — то же нерезервированной схемы,  $k$  — кратность резервирования.

Расчеты, проведенные по (2.8) для различных  $Q_{и}$ ,  $q_{и}$  и  $k = 1$ , показали (рис. 11.7), что только при очень высокой надежности переключателей ( $q_{и} < 0,001$ ) или отношении  $Q_{и}/q_{и} > 10$  имеет смысл резервировать схему по частям с разбиением на две части и более. При  $Q_{и} = q_{и}$  разбиение схемы на части для их резервирования не имеет смысла вообще.

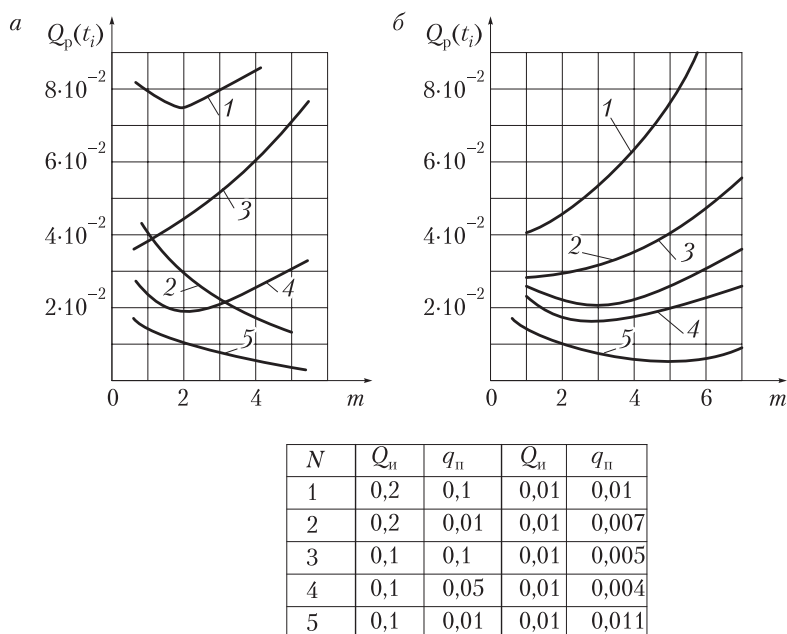


Рис. 11.7. Зависимость вероятности отказа системы от числа равнонадежных однократно резервированных участков при различных вероятностях отказа переключателей

Изложенное выше позволяет дать достаточно конкретную характеристику системы с целью назначения принципов технического обслуживания:

□ система должна иметь диагностический модуль, позволяющий автоматически сигнализировать о неисправности отдельных блоков;

□ система должна иметь резервированные блоки в ненагруженном (или нагруженном) резерве;

□ блочная компоновка систем должна предусматривать быструю смену нерезервированных блоков блоками, находящимися в ЗИП;

□ надежность автоматических переключателей резервируемых блоков должна быть выше надежности самих блоков.

Рассмотрим вариант организации профилактики системы с поочередным проведением профилактических работ на основ-

ных и резервных блоках. Исходные данные следующие: длительность профилактических работ —  $t_{\text{пр}}$ , интенсивность отказа основного блока  $\lambda$ , резервного —  $\lambda_r$ . Рассчитаем оптимальный период профилактики  $T_{\text{ц}}$  исходя из следующих предпосылок: если профилактику проводить часто, то опасность отказа вырастает из-за уменьшения кратности резервирования, если редко — опасность отказа растет как функция времени.

Запишем выражения для  $\lambda_p(t)$  — интенсивности отказов резервированного устройства при различных  $t$ :

$$\lambda_p(t) = \begin{cases} 2\lambda^2 t & \text{при } 0 < t < T_{\text{ц}}, \\ \lambda & \text{при } T_{\text{ц}} < t < T_{\text{ц}} + t_{\text{пр}}. \end{cases} \quad (11.9)$$

Из двух значений  $\lambda_p(t)$  в пределах отрезка времени  $0 < t < T_{\text{ц}} + t_{\text{пр}}$  между двумя соседними профилактиками получим ее среднюю величину:

$$\lambda_{\text{ср}}(T_{\text{ц}}) = \frac{1}{T_{\text{ц}} + t_{\text{пр}}} \int_0^{T_{\text{ц}} + t_{\text{пр}}} \lambda_p(t) dt, \quad (11.10)$$

откуда оптимальное значение  $\lambda_{\text{ср}}(T_{\text{ц}})_{\text{опт}}$  определяется по выражению

$$\lambda_{\text{ср}}(T_{\text{ц}})_{\text{опт}} = \frac{1}{T_{\text{ц}} + t_{\text{пр}}} (\lambda^2 T_{\text{ц}}^2 + \lambda t_{\text{пр}}). \quad (11.11)$$

На рис. 11.8 приведены кривые, построенные по (11.11) для двух значений  $\lambda_{\text{бл}}$  ( $\lambda_{\text{бл}} = 10^{-4}$  1/ч и  $\lambda_{\text{бл}} = 10^{-3}$  1/ч) и различных длительностей проверок. Чем больше эта длительность, тем реже следует проводить проверки, например при  $\lambda_{\text{бл}} = 10^{-4}$  1/ч и  $t_{\text{пр}} = 2$  ч значение  $T_{\text{ц}}$  составляет 170 ч.

Для устройств, длительное время находящихся в резерве, организация профилактики должна отличаться от профилактики работающих устройств. Состояние такого устройства в любой момент времени неизвестно, и если оно отказало в межпрофилактический период, то он будет находиться в неработоспособном состоянии от момента возникновения отказа до окончания профилактики.

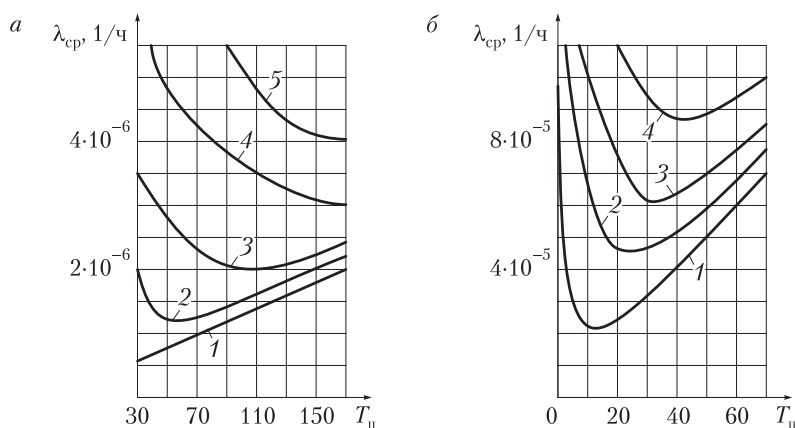


Рис. 11.8. Зависимость средней интенсивности отказов системы из двух взаимно резервированных блоков от длительности профилактики каждого из них:

*a* —  $\lambda_{\text{бл}} = 10^{-4}$  1/ч ( $1 - t_{\text{пр}} = 0,1$  ч;  $2 - t_{\text{пр}} = 0,5$  ч;  $3 - t_{\text{пр}} = 1,0$  ч;  $4 - t_{\text{пр}} = 1,5$  ч;  $5 - t_{\text{пр}} = 2,0$  ч); *б* —  $\lambda_{\text{бл}} = 10^{-3}$  1/ч ( $1 - t_{\text{пр}} = 0,1$  ч;  $2 - t_{\text{пр}} = 0,5$  ч;  $3 - t_{\text{пр}} = 1,0$  ч;  $4 - t_{\text{пр}} = 2,0$  ч)

Рассчитаем значение  $T_{\text{ц}}$  такое, чтобы коэффициент простоя устройства был минимальным, т.е.

$$k_{\text{п}} = \frac{(T_{\text{ц}} + t_{\text{пр}})\lambda}{1 - \frac{1}{e^{\lambda(T_{\text{ц}})}}} - 1 = \min, \quad (11.12)$$

где  $t_{\text{пр}}$ ,  $\lambda$  — обозначения, аналогичные используемым выше при выводах (11.9)–(11.11).

Учитывая возможное разложение на три слагаемые значения

$$e^{-\lambda T_{\text{ц}}} = 1 + \lambda \cdot T_{\text{ц}} + \frac{\lambda T_{\text{ц}}}{2}$$

и минимизируя (11.12) по  $T_{\text{ц}}$ , получим (приводится без промежуточных преобразований)

$$\lambda t_{\text{пр}} = \frac{(\lambda T_{\text{ц}})^2}{2}, \quad (11.13)$$

откуда

$$T_{\text{ц}} = \sqrt{\frac{2t_{\text{пр}}}{\lambda}}. \quad (11.14)$$

Расчет по (11.14) значений  $T_{\text{ц}}$  при  $t_{\text{пр}} = 1$  ч,  $10^{-3} \leq \lambda \leq 10^{-4}$  показывает, что длительность времени между двумя профилактиками находится в пределах от 45 до 140 ч.

## ЭКСПЛУАТАЦИЯ МОДУЛЕЙ И КОМПЛЕКСОВ СРЕДСТВ АВТОМАТИКИ



### 12.1. Поиск неисправностей

Одной из составляющих времени пребывания технического средства в неработоспособном состоянии является время, затрачиваемое на поиск неисправности. Исследованиями [17] показано, что вероятность  $P(\Phi)$  обнаружения неисправности модуля за время  $t$  среди  $N$  модулей приблизительно определяется формулами

$$P(\Phi) = 1 - e^{-\Phi}, \quad \Phi = \frac{\rho t}{N}, \quad (12.1)$$

где  $\rho$  — скорость эффективного поиска, зависящая от психофизиологических особенностей индивидуума, реализующего поиск, оснащённости его средствами поиска, физических характеристик искомого узла, параметр  $\rho$  учитывает также возможность возникновения ложных тревог, когда ищущему кажется, что неисправный модуль найден.

Формула (12.1) универсальна в том смысле, что она определяет функциональную зависимость вероятности  $P(\Phi)$  обнаружения неисправности от удельного значения поисковых усилий

$$\Phi = \frac{E}{S},$$

где  $E$  — суммарные поисковые усилия;  $S$  — величина, которая может иметь размерность объема, площади или просто быть числом, когда речь идет о дискретном поиске.



При поиске неисправных узлов технического устройства в целях экономии времени или трудозатрат на поиск интуитивно ясен следующий подход: необходимо прежде всего вести поиск среди модулей, имеющих наименьшую надежность, однако следует при этом учитывать и сложность поиска, так как может быть такая ситуация, когда самый надежный элемент требует и наибольшей трудоемкости при поиске неисправности в нем. Таким образом, задача поиска неисправности является задачей распределения поисковых усилий  $\Phi$  между частями (модулями) устройства (системы) так, чтобы при определенных усилиях обеспечить наибольшую вероятность отыскания неисправности. Задача во второй постановке заключается в обеспечении минимально возможными усилиями требуемой вероятности отыскания неисправности.

Сформулируем задачу математически. В устройстве из  $N$  модулей, содержащих  $n_1, n_2, \dots, n_N$  элементов с удельными повреждаемостями  $\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_N$ , коэффициентами трудоемкости проверки модулей  $\alpha_1, \alpha_2, \dots, \alpha_N$  распределить поисковое усилие  $\Phi$  таким образом, чтобы обеспечить условие

$$P(\Phi) = \sum_{j=1}^N (1 - e^{-\Phi_j}) = \max \quad (12.2)$$

при ограничении  $\sum_{j=1}^N \Phi_j = \Phi$ .

Алгоритм решения задачи сводится к следующему пошаговому процессу.

1. Полагая, что вероятности неисправности модулей пропорциональны повреждаемости их элементов и их числу, получим:

$$\gamma_1 = \frac{\lambda_1 n_1}{\lambda_\Sigma}; \quad \gamma_2 = \frac{\lambda_2 n_2}{\lambda_\Sigma}; \quad \gamma_n = \frac{\lambda_n n_N}{\lambda_\Sigma}; \quad \lambda_\Sigma = \sum_{i=1}^N \lambda_i \cdot n_i, \quad (12.3)$$

где  $\gamma_1, \gamma_2, \dots, \gamma_N$  — коэффициенты, определяющие вероятность наличия отказа в  $1 = M, 2 = M, \dots, N = M$  узле при рассмотрении отказа как достоверного события  $\gamma_1 + \gamma_2 + \gamma_3 + \dots + \gamma_N = 1$ , т.е. отказы рассматриваются как независимые события, вероятность появления двух и более отказов сразу не учитывается ввиду ее малости.

Дальнейшее решение задачи проведем, используя результаты, полученные в [17].

2. Проводим расчет значений  $\gamma_i/\alpha_i$ , проранжируем их в порядке убывания.

3. Вычисляем значения:

$$K_n = \sum_{j=1}^N \alpha_j \cdot \ln \frac{\gamma_j}{\alpha_j} \quad (n = 1, 2, \dots, N); \quad (12.4)$$

$$L_n = K_n - \left[ \sum_{j=1}^N \alpha_j \right] \ln \frac{\gamma_{n+1}}{\alpha_{n+1}}. \quad (12.5)$$

При  $n = 1$

$$L_1 = \alpha_1 \cdot \ln \frac{\gamma_1 \alpha_2}{\gamma_2 \alpha_1}. \quad (12.6)$$

4. При  $\Phi < L$  все поисковые усилия сосредоточим на поиске в модуле 1. Вероятность обнаружения неисправности в этом узле определится выражением

$$p = p_1 = \gamma_1 (1 - e^{-\frac{\Phi}{\alpha_1}}). \quad (12.7)$$

5. При  $L_{n-1} < \Phi < L_n$  поиск осуществляется в  $n$  модулях, причем на поиск в  $j$ -м модуле затрачивается усилие, равное

$$\Phi_j = \alpha_j \left[ \ln \frac{\gamma_j}{\alpha_j} + \frac{\Phi - K_n}{\alpha_1 + \alpha_2 + \dots + \alpha_n} \right]. \quad (12.8)$$

В этом случае

$$P_j = \gamma_j - \alpha_j \exp \left[ \frac{K_n - \Phi}{\alpha_1 + \alpha_2 + \dots + \alpha_n} \right], \quad (12.9)$$

$$P = \sum_{j=1}^n (\gamma_j - \alpha_j \rho),$$

где

$$\rho = \exp \left[ \frac{K_p - \Phi}{\alpha_1 + \alpha_2 + \dots + \alpha_n} \right]. \quad (12.10)$$

6. При  $\Phi > L_N$ , где  $L_N$  — наибольшее из всех  $L_j$ , поиск осуществляется во всех модулях, и поисковые усилия распределяются расчетом по следующему выражению:

$$\Phi_j = \alpha_j \left[ \ln \frac{\gamma_j}{\alpha_j} + \Phi - K_N \right], \quad (12.11)$$

что вытекает из уравнения  $\rho = \exp(K_N - \Phi)$ .

Вероятность обнаружения неисправности в модуле  $j$  равна

$$P_j = \gamma_j - \alpha_j \exp(K_N - \Phi), \quad (12.12)$$

в системе

$$P = 1 - \exp(K_N - \Phi). \quad (12.13)$$

В приложении к нашей задаче раскроем смысл значения «поисковое усилие». Если не решать задачу оптимизации, то значение  $\Phi$  равно 1, когда специалист по обслуживанию системы полностью осматривает (проверяет) все элементы всех узлов 1 раз,  $\Phi = 2$  при двухкратном осмотре и т.д. Таким образом, в основе понятия  $\Phi$  лежит норматив, экспериментально рассчитанный для наладчиков и эксплуатационного персонала. Однако этот норматив обычно рассчитывается без учета правил и поэтому часть времени, идущего на поиск, расходуется нерационально. Использование полученных в приведенном выше расчете выражений позволяет сократить время поиска.

**Пример.** Комплекс средств автоматизации состоит из четырех блоков, имеющих частоты отказов  $\lambda_1^* = 2$ ,  $\lambda_2^* = 3$ ,  $\lambda_3^* = 4$ ,  $\lambda_4^* = 30$ . Коэффициент трудоемкости осмотра и проверки исправности блоков  $\alpha_1^* = 0,2$ ,  $\alpha_2^* = 0,3$ ,  $\alpha_3^* = 0,1$ ,  $\alpha_4^* = 0,4$ . Требуется распределить поисковое усилие  $\Phi = 0,5$  таким образом, чтобы вероятность обнаружения неисправности при этом была максимальной.

*Решение*

$$1. \lambda_{\Sigma} = \lambda_1^* + \dots + \lambda_4^* = 39.$$

$$2. \gamma_1^* = \frac{\lambda_1^*}{\lambda_{\Sigma}} = 0,05; \gamma_2^* = 0,076, \gamma_3^* = 0,104, \gamma_4^* = 0,77.$$

$$3. \left( \frac{\gamma_1}{\alpha_1} \right)^* = 0,25; \left( \frac{\gamma_2}{\alpha_2} \right)^* = 0,253; \left( \frac{\gamma_3}{\alpha_3} \right)^* = 1,02; \left( \frac{\gamma_4}{\alpha_4} \right)^* = 1,925,$$

или после перенумерации

$$\frac{\gamma_1}{\alpha_1} = 1,925; \frac{\gamma_2}{\alpha_2} = 1,02; \frac{\gamma_3}{\alpha_3} = 0,253; \frac{\gamma_4}{\alpha_4} = 0,25;$$

$$\ln \frac{\gamma_1}{\alpha_1} = 0,65; \ln \frac{\gamma_2}{\alpha_2} = 0,02; \ln \frac{\gamma_3}{\alpha_3} = -1,37; \ln \frac{\gamma_4}{\alpha_4} = -1,39.$$

$$4. \quad K_1 = 0,4 \cdot 0,65 = 0,26; K_2 = 0,262; K_3 = -0,149; K_4 = -0,427;$$

$$L_1 = 0,26 - 0,4 \cdot 0,02 = 0,252; L_2 = 0,947; L_3 = 0,963.$$

5. Так как  $L_1 < \Phi < L_2$ , поиск осуществляется в двух блоках. Расчет поисковых усилий  $\Phi_1$  и  $\Phi_2$  осуществим по формуле (12.7):

$$\Phi_1 = 0,4 \left( 0,65 + \frac{0,5 - 0,26}{0,5} \right) = 0,45,$$

$$\Phi_2 = 0,1 \left( 0,02 + \frac{0,5 - 0,26}{0,5} \right) = 0,05.$$

Вероятность обнаружения неисправности  $P_j$ , согласно (12.8), в этом случае будет равна

$$P_1 = 0,77 - 0,4e^{-0,476} = 0,52; P_2 = 0,04; P_\Sigma = 0,56.$$

В табл. 12.1 приведены рассчитанные по изложенному выше методу значения составляющих  $\Phi_j$  при различных  $\Phi$  для двух вариантов значений  $\alpha$  и  $\gamma$ . Из таблицы видно, что при  $\Phi = 0,5$  целесообразнее всего проводить поиск неисправности в системе с показателями повреждаемости и трудоемкости проверки по варианту 1 в первом и втором блоках, по варианту 2 — в первых трех блоках. Расчет подтверждает интуитивное предположение, что при ограниченных ресурсах, выделенных на поиск неисправностей, все усилия сосредоточиваются на поиске в самых ненадежных узлах. Однако с увеличением средств на поиск это правило нарушается. Так, например, при  $\Phi = 5$  (вариант 2)  $\gamma_2 > \gamma_3$ , а  $\Phi_2 < \Phi_3$ , т.е. при увеличении значений  $\Phi$  начинает сказываться существенное различие величина коэффициента трудоемкости поиска. Распределение составляющих  $\Phi_j$  для обоих вариантов в зависимости от суммарного значения  $\Phi$  приведено на рис. 12.1, где штриховой линией выполнена кривая при равновероятных повреждаемостях блоков и одинаковых коэффициентах их проверки.

Таблица 12.1

Значения составляющих  $\Phi_j$  при различных исходных данных

$\Phi$	Вариант 1								Вариант 2							
	Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4		Блок 1		Блок 2		Блок 3		Блок 4	
	$\gamma_1$	$\lambda_1$	$\gamma_2$	$\lambda_2$	$\gamma_3$	$\lambda_3$	$\gamma_4$	$\lambda_4$	$\gamma_1$	$\lambda_1$	$\gamma_2$	$\lambda_2$	$\gamma_3$	$\lambda_3$	$\gamma_4$	$\lambda_4$
	0,77	0,4	0,104	0,1	0,076	0,3	0,05	0,2	0,4	0,1	0,3	0,2	0,2	0,3	0,1	0,4
0,5	0,45		0,05		—		—		0,205		0,215		0,08		—	
1,0	0,83		0,14		0,02		0,01		0,28		0,37		0,32		0,03	
1,5	1,03		0,19		0,17		0,11		0,33		0,47		0,46		0,24	
2,0	1,23		0,24		0,32		0,21		0,38		0,57		0,63		0,42	

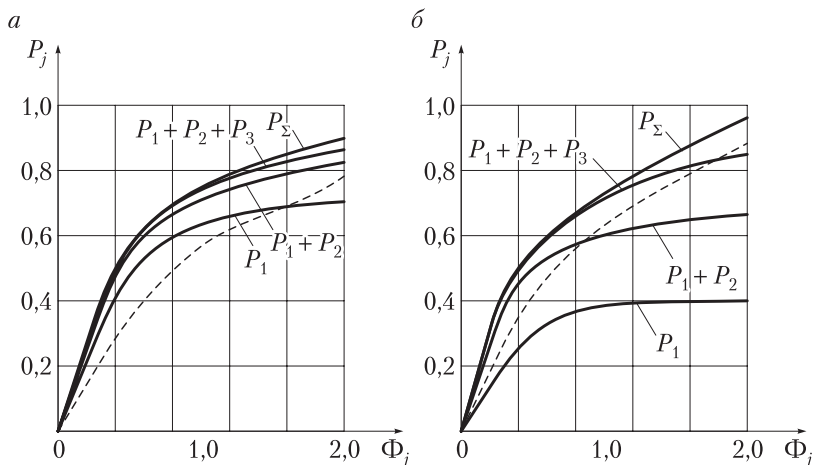


Рис. 12.1. Зависимость вероятности обнаружения неисправности в блоках 1–4 от объема «поисковых усилий»:

а — исходные данные варианта 1; б — исходные данные варианта 2

Большое значение при поиске неисправности ограниченными ресурсами имеет вероятность нахождения неисправности. На рис. 12.2 приведены зависимости этих вероятностей от значений  $\Phi$ , из которых видно, что суммарная вероятность обнаружения неисправности с ростом  $\Phi$  растет и она всегда выше, чем при равномерном распределении усилий на поиск между узлами системы.

Если при повреждении блока технического устройства он не заменяется новым, а отдается в ремонт, поиск места повреждения

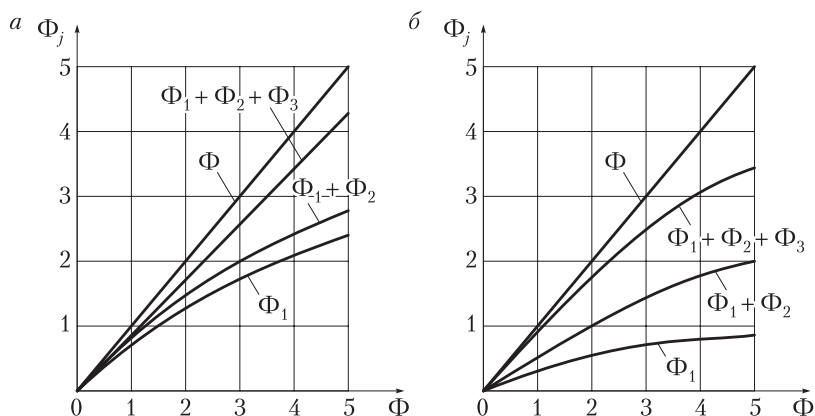


Рис. 12.2. Зависимость «поисковых усилий»  $\Phi_j$  от суммарного значения  $\Phi$  на обнаружение неисправности в блоках 1–4:  
 а — исходные данные варианта 1; б — исходные данные варианта 2

является необходимым условием, т.е. вероятность обнаружения неисправности должна быть равна единице.

В этом случае из проведенных выше расчетов можно сделать следующий вывод. На первом этапе поиска с достаточно высокой вероятностью обнаружения неисправность отыскивается на месте ограниченными ресурсами (например, с  $\Phi \leq 1$ ). В случае необнаружения неисправности блок заменяется и отправляется на централизованный ремонт. Там поиск неисправности продолжается с соблюдением правил распределения затрат на поиск при больших  $\Phi$ .

Анализ проведенных расчетов показывает, что абсолютные значения частот отказов блоков системы не оказывают влияния на распределение усилий при поиске неисправностей. Это влияние сказывается их соотношением, и, таким образом, изложенный метод применим как к высоконадежным, так и к низконадежным устройствам.



## 12.2. Испытания средств автоматизированного энергоучета

В соответствии с Постановлением Совета Министров Республики Беларусь [18] в республике создается автоматизированная система контроля и учета электрической энергии (АСКУЭ), для чего разработана программа, концепция и ряд других нормативных документов.

Комплекс технических средств АСКУЭ включает электронные счетчики с дистанционным выходом (нижний уровень системы), устройства сбора и передачи данных (УСПД) на втором уровне и компьютерную сеть на третьем уровне, где решаются основные задачи сбора и обработки информации об электропотреблении с учетом дифференциации по зонам суток, недельным, месячным и сезонным циклам. Использование построенной подобным способом АСКУЭ позволяет применять сложные тарифные системы, обеспечивающие выравнивание электрических нагрузок, выявлять очаги потерь электрической энергии в сетях и в электроприемниках потребителей, составлять балансы выработки, передачи, распределения и потребления энергии, обосновывать величины необходимых генерирующих мощностей в энергосистеме для покрытия графика нагрузок на протяжении всего временного интервала.

С целью обеспечения надежной работы комплекса технических средств АСКУЭ эти средства как метрологически аттестуемые выбираются из государственного реестра, но этому выбору предшествуют отраслевые испытания, проводимые по специальному положению.

Отраслевые испытания электронных счетчиков и других технических средств (измерительных трансформаторов, УСПД) позволяют отбирать для АСКУЭ средства учета с гарантированными техническими, метрологическими и функциональными свойствами. Но эти испытания не дают возможности определить, как долго и надежно технические средства смогут выполнять свои функции в процессе эксплуатации. Ответ на данные вопросы может дать только сама эксплуатация. По этой причине в каждой энергосистеме

должна вестись база данных по каждому средству энергоучета, отслеживая их путь от момента закупки и поступления на склад до установки на место эксплуатации, параметризации, работы, отказа, ремонта, замены и снятия с эксплуатации.

В табл. 12.2 приведены сведения по отказам более 220 тыс. электронных счетчиков, часть из которых (в среднем 35 %) работает в составе АСКУЭ на объектах энергосистем и потребителей, а другая часть (65 %) работает автономно. Обобщенные данные по счетчикам приведены с разбивкой по их изготовителям.

Таблица 12.2

**Сведения по отказам электронных счетчиков**

№ п/п	Завод-изготовитель	Количество установленных электросчетчиков	Процент отказов
1	Витебский завод электроизмерительных приборов (ВЗЭП)	98 858	2,5
2	Брестский электромеханический завод	18 766	4,2
3	ООО «ГранСистема-С», г. Минск	8 434	1,7
4	ОАО «Электроника», г. Минск	1 081	3,1
5	Концерн «Энергомера»	69 687	3,3
6	Завод им. Фрунзе	6 900	2,6
7	ЗАО «Elgama Electronica»	2 621	2,7
8	ООО «Эльстер Метроника»	2 668	0,3
9	ООО «Телекарт Прибор»	14 327	2
10	ООО «Инкотекс СК»	755	1,2
Всего по энергосистеме		224 097	2,8

Анализ данных таблицы показывает, что наибольшее количество электронных счетчиков установлено от ВЗЭП (около 100 тыс. шт.), концерна «Энергомера» — около 70 тыс. шт. и БЭМЗ — около 19 тыс. шт. Минимальное значение удельной повреждаемости (процент отказов) имеют счетчики «Эльстер Метроника» — 0,3 % при выборке 2858 шт., а максимальное — счетчики БЭМЗ — 4,2 % при выборке 18 766 шт. Приведенные показатели свидетельствуют о том, что из каждой тысячи установленных счетчиков за год в среднем выходит из строя десять, а в лучшем случае — один счетчик.



Важными критериями выбора счетчика кроме проанализированного выше (удельная повреждаемость) являются следующие:

- функциональная достаточность;
- метрологические характеристики;
- стоимостные показатели;
- степень защищенности информации;
- срок хранения информации;
- обеспечение возможности применения перспективных тарифных систем;
- обеспечение возможности передачи информации на верхние уровни АСКУЭ.

Под *функциональной достаточностью* понимается перечень функций, которые счетчик может выполнять в рамках АСКУЭ. Минимальный набор задач при этом состоит из задачи интегрального учета энергии за заданный период и задачи расчета усредненной на некотором (преимущественно получасовом) интервале мощности. Максимальный набор задач есть величина непостоянная, так как с развитием средств электроники, связи и программирования число таких задач постоянно увеличивается. К примеру, ряд новейших модификаций электронных счетчиков позволяет выполнять функции расчета и интегрирования потерь энергии, учитывать в одном счетчике ее перетоки в прямом и обратном направлениях, оценивать по ряду показателей качество энергии и т.д. Таким образом, электронный счетчик фактически становится multifunctional устройством, что позволяет существенно сократить затраты на информационное обеспечение и соответственно затраты на создание комплексных систем учета, контроля и управления генерацией, передачей, распределением и потреблением энергии.

Большинство типов электронных счетчиков производства стран СНГ, как показали их испытания, имеют, как и индукционные счетчики, систематические основные и дополнительные погрешности со смещением в минус, т.е. недоучитывают электроэнергию в пользу ее потребителей. В этих условиях становятся недоступными метрологические оценки погрешностей измерения, основанные на нормальном законе распределения погрешностей с нулевым значением их математического ожидания. Подобное обстоятельство следует учитывать при производстве новых модифи-

каций электронных счетчиков и их метрологической аттестации. В целом следует заметить, что в любом случае электронный счетчик должен иметь класс точности не ниже 1.

Касаясь стоимостных показателей счетчиков, необходимо принимать во внимание тот факт, что в условиях тендерных торгов на продукцию потребители достаточно объективно могут выбрать необходимые измерительные приборы, опираясь не только на Государственный реестр приборов, но и на результаты их отраслевых испытаний, которые регулярно публикуются.

Так как гарантию стопроцентной защиты информации на нижнем уровне получить невозможно, то в АСКУЭ должна быть обеспечена систематическая передача собранной информации на верхние уровни с тем, чтобы в случае ее потери в узле первичного учета информацию можно было бы восстановить. При этом при первичном учете (в электронном счетчике) требуется, чтобы информация хранилась не менее 13 мес.

Применение перспективных тарифных систем связано с необходимостью наличия в программном обеспечении счетчика не менее четырех вариантов тарифов. Это требование вполне реализуемо, однако следует иметь в виду, что при любом изменении, вносимом в программное обеспечение счетчика, требуется его параметризация, что вызывает дополнительные затраты.

Так как практически все электронные счетчики имеют ряд интерфейсов, в том числе для передачи информации на верхний уровень, необходимо только обоснованно выбрать вид канала передачи с учетом объема передаваемой информации и периодичности. Такой выбор осуществляется на стадии проектирования. Однако именно индивидуальное проектирование АСКУЭ приводит к тому, что их количество превышает количество изготовителей и фирм системных интеграторов, которые комбинируют в конкретных АСКУЭ средства учета от разных изготовителей. В этих условиях предложен ряд вариантов решения проблемы совместимости средств учета в АСКУЭ, среди которых можно отметить два:

- унификация протокола УСПД верхнего уровня;
- разработка под каждый УСПД своего драйвера верхнего уровня, который бы встраивался в программу-сборщик, работающую на верхнем уровне АСКУЭ со стандартными базами данных, например типа Microsoft SQL-сервер или Oracle.

Второй путь является наиболее гибким и универсальным, не отвергающим, в том числе, и решения первого пути. По такому же пути происходит развитие не только АСКУЭ, но и родственных систем — АСУТП или SCADA-систем. В рамках этих систем используются сотни драйверов, ориентированных на применение сотен типов оборудования (датчиков, исполнительных механизмов, контроллеров и компьютеров) от различных изготовителей. Обычно в SCADA-системы эти драйверы входят в виде пакета, набора типовых программ, но в случае отсутствия в таком пакете драйвера какого-либо редкого устройства он может быть разработан с помощью средства разработки, входящего в саму SCADA-систему.

Испытания ТС АСКУЭ проводятся в соответствии с Положением «Об отраслевом рекомендуемом перечне средств коммерческого учета электрической энергии», утвержденным Минэнерго Республики Беларусь 29.04.2005 г. Основная цель создания Перечня и Положения о перечне — это обеспечение регламентированного и законного влияния со стороны Минэнерго и подведомственных ему организаций на процесс организации и модернизации коммерческого (расчетного) приборного учета электроэнергии в условиях существования в республике своего рынка средств этого учета.

Отраслевое влияние осуществляется через техническую политику Минэнерго и подведомственных ему организаций, которая сформулирована в ранее утвержденных концерном «Белэнерго» технических требованиях к АСКУЭ различного назначения и в Указаниях, в других отраслевых документах, а также соответствует общепринятым стандартам на средства измерения и учета электроэнергии и иным сопутствующим стандартам.

Положение о перечне и Перечень являются средством публичной реализации технической политики Минэнерго и подведомственных ему организаций в области приборного учета электроэнергии в Республике Беларусь.

Положение о перечне регламентирует его статус, требования к составу Перечня, условиям включения в него средств коммерческого учета электроэнергии, порядку внесения изменений, дополнений и (или) исключения средств учета из Перечня, его оформлению, научному и организационному сопровождению и опубликованию.

Перечень носит рекомендательный характер для применения средств коммерческого учета электроэнергии, устанавливаемых на объектах, поставщиком электроэнергии для которых являются энергоснабжающие организации Минэнерго.

Факт наличия средства коммерческого учета электроэнергии в Перечне должен быть одним из главных критериев оценки предложений поставщиков при тендерных закупках этих средств как подведомственными организациями Минэнерго, так и другими организациями, а также учитываться при согласовании энергоснабжающими организациями проектов АСКУЭ на объектах потребителей.

Энергоснабжающие организации Минэнерго и потребители электроэнергии должны преимущественно применять в качестве средств коммерческого учета электроэнергии на вновь сооружаемых, реконструируемых и модернизируемых объектах те средства учета, которые внесены в Перечень.

Перечень, в дополнение к Госреестру, сужает допустимый круг рекомендуемых средств учета электроэнергии для применения в электроэнергетической отрасли республики и у потребителей за счет дополнительных требований к эксплуатационным характеристикам средств учета, которые, как правило, не отражены в стандартах на эти средства или в соответствии со стандартами подлежат согласованию с заказчиком.

Необходимыми условиями включения средств коммерческого учета электроэнергии в Перечень являются:

- прохождение этими средствами, согласно утвержденным ведомственным программам и методикам, отраслевых испытаний в Центре испытаний средств учета электроэнергии и получение по результатам испытаний положительного заключения;

- экспериментальная проверка (эксплуатация) средств учета в течение не менее 6 мес. на реальном объекте (объектах) учета в пределах Республики Беларусь с получением по результатам проверки положительного заключения энергосбытовой и (или) эксплуатирующей организации.

Дополнительным необходимым условием включения средств учета в Перечень является наличие на территории республики организации (резидента), осуществляющей сопровождение этих средств, включая их поставку, диагностику, параметрирование, гарантийное и послегарантийное обслуживание.

К испытаниям и экспериментальной проверке средств коммерческого учета электроэнергии с целью их оценки для последующего внесения в Перечень допускаются только те средства, которые соответствуют технической политике Минэнерго, зафиксированной в отраслевых документах.

В состав Перечня по его разделам должны включаться следующие типы средств коммерческого учета электроэнергии:

□ средства первичного учета электроэнергии, к которым относятся масштабные преобразователи — измерительные трансформаторы тока (ИТТ) и напряжения (ИТН) и электронные электросчетчики;

□ специализированные средства вторичного учета электроэнергии, к которым относятся устройства сбора и передачи данных (УСПД) или аналогичные им (сумматоры, концентраторы, многофункциональные программируемые преобразователи и т.д.).

Перечень должен содержать следующие разделы: первый раздел — «Измерительные трансформаторы тока», второй раздел — «Измерительные трансформаторы напряжения», третий раздел — «Электронные электросчетчики», четвертый раздел — «Устройства сбора и передачи данных», пятый раздел — «АСКУЭ».

В разделах «Измерительные трансформаторы тока» и «Измерительные трансформаторы напряжения» выделяют следующие подразделы: «Трансформаторы для сетей 0,4 кВ», «Трансформаторы для сетей 6–35 кВ», «Трансформаторы для сетей 110–750 кВ».

В разделе «Электронные электросчетчики» имеются следующие подразделы: «Трехфазные счетчики», «Однофазные счетчики».

В подразделе «Трехфазные счетчики» выделяются следующие категории счетчиков: «Счетчики учета активной и реактивной энергии», «Счетчики учета активной энергии».

В подразделе «Однофазные счетчики» допускается использовать по решению Технического совета Минэнерго различные основания для классификации счетчиков.

В разделе «Устройства сбора и передачи данных» содержатся следующие подразделы: «Устройства для региональных АСКУЭ», «Устройства для АСКУЭ промышленных предприятий», «Устройства для АСКУЭ-быт».

В разделе «АСКУЭ» выделяются следующие подразделы: «Региональная АСКУЭ», «АСКУЭ промышленных предприятий», «АСКУЭ-быт».

Касаясь условий включения средств учета в Перечень, нужно отметить, что заведомо признаются не соответствующими перспективам технической политики Минэнерго в области электроучета и не подлежат внесению в Перечень следующие средства учета по категориям:

- по масштабным преобразователям: измерительные трансформаторы тока класса хуже 0,5S и измерительные трансформаторы напряжения класса хуже 0,5;

- по электросчетчикам: индукционные счетчики всех типов, электронные счетчики класса точности хуже 1,0 (по активной и реактивной энергии), электронные счетчики без цифровых интерфейсов, электронные счетчики без встроенных часов и календаря, электронные счетчики с электромеханическим табло, электронные счетчики с закрытыми протоколами обмена данными по цифровым интерфейсам;

- по УСПД: устройства без возможностей сбора и передачи данных по цифровым интерфейсам, устройства с закрытыми протоколами обмена данными по цифровым интерфейсам, устройства с потребляемой мощностью более 100 Вт.

Организационное сопровождение Перечня должно выражаться в следующем:

- работа с заявителями, подготовка заявок на испытания средств учета с целью их включения в Перечень, отбор образцов средств учета для испытаний;

- участие в проведении испытаний, их оформлении, оценке и подготовке предложений в концерн «Белэнерго» и Технический совет Минэнерго;

- внесение изменений в Перечень на основании решения Технического совета Минэнерго и оформление его новых редакций;

- организация разъяснений по вопросам энергоучета, технической политики Минэнерго и Перечню для заявителей и пользователей;

- опубликование Перечня и доведение новых редакций до заинтересованных сторон.

Организационное сопровождение Перечня опирается на научное обеспечение, которое состоит в следующем:

- анализ мировых тенденций в энергоучете и корректирование текущей технической политики Минэнерго в этой области;

- анализ возможностей отечественных и зарубежных изготовителей по производству качественных и надежных средств учета;
- отбор средств учета для Перечня в полном соответствии с требованиями стандартов на эти средства и технической политики Минэнерго в области энергоучета;
- анализ результатов испытаний средств учета в Центре испытаний и выработка предложений по изменению состава Перечня;
- анализ замечаний к средствам учета, отраженный в средствах массовой информации, в интернете, и выработка предложений по ведению Перечня в связи с замечаниями в адрес средств учета, входящих в него.



### 12.3. Организация эксплуатации средств измерения и учета электроэнергии

Для каждой электроустановки должна быть утверждена в установленном порядке схема размещения приборов расчетного и технического учета электроэнергии, соответствующая полному вводу электроустановки в эксплуатацию в соответствии с проектом. Для каждой электроустановки, введенной в эксплуатацию пусковым комплексом (очередью), должна быть утверждена временная схема размещения приборов расчетного и технического учета электроэнергии, соответствующая проекту на пусковой комплекс.

При приемке в эксплуатацию системы учета электроэнергии на энергообъекте, а также при изменениях схемы и режимов работы, влияющих на точность учета, должны определяться относительные погрешности измерительных комплексов. Если погрешности превышают допустимые, должны быть приняты меры по выявлению и устранению причин.

Расчетные счетчики и устройства сбора-подготовки данных (УСПД) с модемами должны находиться, как правило, на балансе энергоснабжающей организации. Перестановка и замена первичных и специализированных вторичных средств учета допустима только с разрешения энергоснабжающей организации. При проведении любого вида работ, связанных с изменением или нарушением схемы учета электроэнергии, пользователь обязан перед нача-

лом работ письменно известить об этом энергоснабжающую организацию.

Расчетные счетчики и аттестованные УСПД подлежат периодической поверке метрологическими службами, аккредитованными Госстандартом. Периодичность и объем поверки расчетных счетчиков и аттестованных УСПД должны соответствовать требованиям действующих нормативно-технических документов. Положительные результаты поверки счетчика и аттестованного УСПД удостоверяются поверительным клеймом или свидетельством о поверке. Поверенные расчетные счетчики и аттестованные УСПД должны иметь на креплении кожухов пломбы Госстандарта, а также пломбу энергоснабжающей организации на крышке колодки зажимов расчетного счетчика и УСПД. Периодичность и объем поверки на месте установки расчетных счетчиков и аттестованных УСПД устанавливаются местной инструкцией.

Поверка на месте установки расчетного счетчика, если это предусмотрено местной инструкцией, может проводиться без нарушения поверительного клейма аттестованным представителем энергоснабжающей организации в присутствии лица, ответственного за учет электроэнергии на энергообъекте. Результаты поверки оформляются актом.

Персонал энергоснабжающей организации выполняет работы по проведению поверки счетчиков на энергообъекте с соблюдением требований безопасности, изложенных в действующих Правилах техники безопасности при эксплуатации электроустановок.

Если при поверке на месте установки установлено, что погрешность счетчика превышает допустимую, счетчик должен быть заменен.

Ответственность за сохранность расчетного счетчика и других средств учета, его пломб и за соответствие цепей учета электроэнергии установленным требованиям регламентируется в «Правилах пользования электрической энергией».

Счетчики и другие средства технического учета должны находиться на балансе энергообъекта.

Счетчики технического учета подлежат калибровке в сроки и в объемах, предусмотренных нормативно-техническими документами.

Ответственность за содержание и техническое состояние первичных и вторичных средств учета АСКУЭ несет та организация,



на чьем балансе находится электроустановка. Работы по монтажу, наладке, эксплуатации и ремонту АСКУЭ коммерческого учета должны производить организации, имеющие соответствующие лицензии. Коллективные пользователи АСКУЭ коммерческого учета должны пройти обучение у разработчика АСКУЭ и получить соответствующий сертификат. Порядок приема АСКУЭ коммерческого учета в эксплуатацию должен определяться требованиями соответствующей энергоснабжающей организации.

## 12.4. Эксплуатация автоматизированных систем управления электрохозяйством

Автоматизированные системы управления электрохозяйством предназначены для решения вопросов диспетчерского, технического и организационного управления электрохозяйством [5]. Структура и уровень развития АСКУЭ зависит от структуры электрохозяйства, особенностей потребления электрической энергии и технологии производства. АСКУЭ потребителя является подсистемой автоматизированной системы управления предприятием (далее — АСУП). Необходимый уровень связи между подсистемами разного функционального назначения, которые входят в АСУП, определяется самим потребителем.

Автоматизированная система управления электрохозяйством должна иметь необходимые средства связи с диспетчерскими пунктами энергоснабжающей организации в объеме, согласованном с последней, и обеспечивать передачу информации на диспетчерский пункт энергоснабжающей организации.

Автоматизированная система управления электрохозяйством предназначена для решения следующих задач:

- ☐ расчетный (коммерческий) и технический учет потребления, выработки и отпуска электроэнергии;
- ☐ контроль и управление режимами электропотребления;
- ☐ распределение электроэнергии;
- ☐ технико-экономическое прогнозирование и планирование;
- ☐ управление обслуживанием электрооборудования;
- ☐ материально-техническое снабжение для функционирования подсистемы обслуживания электрооборудования;

□ управление производственно-технической деятельностью электрохозяйства;

□ подготовка эксплуатационного персонала.

Задачи АСКУЭ в каждом электрохозяйстве определяются исходя из производственной и экономической целесообразности и с учетом рационального использования пакетов прикладных программ и возможностей технических средств.

В состав комплекса технических средств АСКУЭ входят:

□ средства сбора информации (счетчики, датчики, устройства системы контроля и др.);

□ средства передачи информации (аппаратура передачи данных, связи и другие устройства);

□ средства обработки и отображения информации, электронно-вычислительные машины, аналоговые и цифровые приборы, регистраторы, устройства печати;

□ средства управления (функциональная клавиатура);

□ исполнительные механизмы с устройствами управления;

□ системообразующие сети;

□ кабели связи с объектами контроля и управления, а также внутрисистемные кабели связи и волоконно-оптические линии связи;

□ разнообразные узлы и блоки, которые обеспечивают функционирование комплекса;

□ вспомогательные системы (электропитание, кондиционирование воздуха, противопожарные системы и др.).

Введение АСКУЭ в эксплуатацию оформляется актом приемной комиссии. Если информация АСКУЭ используется электро-снабжающей организацией, то в состав приемной комиссии должны входить ее представители. Вводу в промышленную эксплуатацию может предшествовать опытная эксплуатация системы продолжительностью не более 6 месяцев. Принятие АСКУЭ в промышленную эксплуатацию осуществляется после принятия в промышленную эксплуатацию всех составных функций и подсистем, предусмотренных для вводимой очереди АСКУЭ. Во время организации эксплуатации АСКУЭ обязанности специалистов, обслуживающих комплекс технических средств, поддерживающих программное обеспечение, должны быть определены специальным положением, которое утверждается руководителем потребителя.

Техническое обслуживание и поверку датчиков (преобразователей) телеизмерений, включаемых в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, должен проводить персонал соответствующих подразделений, занимающихся эксплуатацией устройств релейной защиты и метрологическим обеспечением.

Подразделения, обслуживающие АСКУЭ, должны обеспечивать:

- надежную эксплуатацию технических средств, информационного и программного обеспечения;
- предоставление, согласно графику, соответствующим подразделениям информации, обработанной ЭВМ;
- эффективное использование вычислительной техники;
- совершенствование и развитие системы управления, включая внедрение новых задач, модернизацию программ, находящихся в эксплуатации, освоение передовой технологии сбора и подготовки исходной информации;
- ведение классификаторов нормативно-справочной информации;
- организацию информационного взаимодействия со смежными иерархическими уровнями АСКУЭ;
- разработку инструктивных и методических материалов, необходимых для функционирования АСКУЭ;
- анализ работы АСКУЭ, ее экономической эффективности, своевременное предоставление отчетности.

По каждой АСКУЭ ведется в соответствии с установленным перечнем вся необходимая документация. Ремонтно-профилактические работы на технических средствах АСКУЭ должны выполняться в соответствии с утвержденными графиками. Порядок их вывода в ремонт, технического обслуживания и ремонта должен определяться утвержденным положением.

## Список использованных источников

1. Постановление Совета Министров Республики Беларусь № 847 «О мерах по внедрению в республике автоматизированной системы контроля и учета электрической энергии» от 2 августа 2005 г.
2. ТКП 181–2009. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей / Минэнерго РБ, 2009.
3. ТКП 339–2011. Электроустановки на напряжение до 750 кВ, линии электропередачи воздушные и токопроводы, устройства распределительные и трансформаторные подстанции, установки электросиловые и аккумуляторные, электроустановки жилых и общественных зданий, правила устройства и защитные меры электробезопасности. Учет электроэнергии. Нормы приемо-сдаточных испытаний / Минэнерго РБ, 2011.
4. ТКП 45-2-04-153–2009. Естественное и искусственное освещение. Минэнерго РБ, 2010.
5. *Вентцель, Е.С.* Исследование операций / Е.С. Вентцель. М., 1972.
6. *Гурин, В.В.* Автоматическая защита электрооборудования: в 2 ч. Ч. 1. Защита электрических цепей: учебно-метод. пособие / В.В. Гурин. Минск, 2010.
7. *Гурин, В.В.* Автоматическая защита электрооборудования: в 2 ч. Ч. 2. Защита асинхронных трехфазных электродвигателей: учебно-метод. пособие / В.В. Гурин. Минск, 2011.
8. *Дружинин, Г.В.* Надежность автоматизированных систем / Г.В. Дружинин. М., 1977.
9. *Живописцев, Е.Н.* Электротехнология и электрическое освещение / Е.Н. Живописцев, О.А. Косицын. М., 1990.
10. Исследование операций. Том 1. Методологические основы и математические методы / под ред. Дж. Моудера, С. Элмаграби; пер. с англ. М., 1981.
11. *Куценко, Г.Ф.* Монтаж, эксплуатация и ремонт электроустановок: практич. пособие / Г.Ф. Куценко. Минск, 2006.
12. Правила устройства электроустановок. Выпуск 6. 2009.
13. *Пястолов, А.А.* Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования / А.А. Пястолов, А.А. Мешков, А.Л. Вахрамеев. М., 1981.
14. *Сердешнов, А.П.* Эксплуатация и ремонт электрооборудования и средств автоматизации: пособие / А.П. Сердешнов, Г.И. Янукович, В.А. Дайнеко. Минск, 2010.
15. Система планово-предупредительного ремонта и технического обслуживания электрооборудования сельскохозяйственных предприятий / Госагропром СССР. М., 1987.

16. Теория надежности радиоэлектронных систем в примерах и задачах : учеб. пособие для студентов радиотехнических специальностей вузов / Г.В. Дружинин [и др.]. М., 1976.
17. *Фурсенко, С.Н.* Автоматизация технологических процессов: учеб. пособие / С.Н. Фурсенко, Е.С. Якубовская, Е.С. Волкова. Минск, 2007.
18. *Хорольский, В.Я.* Эксплуатация электрооборудования сельскохозяйственных предприятий / В.Я. Хорольский. Ставрополь, 1996.
19. *Яковлева, Т.В.* Выполнение правил эксплуатации электроустановок потребителей, обеспечение надежной и безаварийной работы электрохозяйств предприятий и организаций/ Т.В. Яковлева // Главный энергетик. № 6. Минск, 2011.
20. *Ящура, А.И.* Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования: справочник / А.И. Ящура. М., 2006.

Учебное издание

*Высшее образование*

**Дайнеко** Владимир Александрович

**Забелло** Евгений Петрович

**Прищепова** Елена Михайловна

## **ЭКСПЛУАТАЦИЯ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ И УСТРОЙСТВ АВТОМАТИКИ**

Учебное пособие

Ведущий редактор	С.В. Исаенко
Редактор	П.А. Слабко
Художник обложки	С.В. Ковалевский
Компьютерная верстка	З.В. Шиманович
Корректор	С.М. Курбыко

Оригинал-макет подготовлен ООО «Новое знание»

Формат 60×90 <sup>1</sup>/<sub>16</sub>. Бумага офсетная. Гарнитура Петербург.  
Печать офсетная. Усл. печ. л. 20,81. Уч.-изд. л. 17,34.

Общество с ограниченной ответственностью «Новое знание».

ЛИ № 02330/0552555 от 08.04.2009.

Пр. Пушкина, д. 15, ком. 16, Минск, Республика Беларусь.

Почтовый адрес: а/я 79, 220050, Минск, Республика Беларусь.

Телефон/факс: (10-375-17) 211-50-38

E-mail: nk@wnk.biz

<http://wnk.biz>