

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Амурский государственный университет»



«Кадры для регионов»



ФГБОУ ВПО «Амурский государственный
университет»

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

РОТАЧЕВА А.Г., ПОДГУРСКАЯ И.Г.

**МОНТАЖ И НАЛАДКА ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО И
ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ**

*Методические указания
к практическим работам*

по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»
по профилям: «Электрические станции», «Электроэнергетические системы и сети»,
«Электроснабжение», «Релейная защита и автоматизация электроэнергетических систем»

Благовещенск
Издательство АмГУ

2015

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

Рецензенты:

Михалев Александр Владимирович, зам. ген. директора по техническим вопросам-главный инженер АО «ДРСК».

Рыбалев Андрей Николаевич – канд. техн. наук, доцент ФГБОУ ВПО «АмГУ».

М 77. Монтаж и наладка электроэнергетического и электротехнического оборудования. Методические указания к практическим работам / сост.: Ротачева А.Г., Подгурская И.Г. - Благовещенск: Изд-во АмГУ, 2015. - 115 с.

Методические указания к практическим работам предназначены для подготовки магистров по направлению 13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника», по профилю: «Электроэнергетические системы и сети».

Рассмотрены практические работы монтажа и наладки в области эксплуатации энергосистем и эксплуатации энергооборудования или управления энергосистемами на любом уровне (энергосистема, предприятие электрических сетей, район электрических сетей).

В авторской редакции.

© Амурский государственный университет, 2015

© Ротачева А.Г., Подгурская И.Г. 2015

СОДЕРЖАНИЕ

<i>ВВЕДЕНИЕ</i>	4
1. Цели и задачи курса	5
2. Требования к уровню освоения содержания дисциплины	6
3. Обслуживание систем электроснабжения и эксплуатации электрооборудования	7
4. Эксплуатация систем электроснабжения и освещения	10
5. Основные характеристики и профилактика кабельных сетей	13
5.1 Параметры силовых кабелей	13
5.2 Характеристика кабельных сооружений	17
5.3 Профилактические мероприятия по повышению надёжности кабельных линий	31
6. Ремонт кабельных линий	34
6.1 Общие указания по ремонту	34
6.2 Ремонт защитных покровов	37
6.3 Ремонт металлических оболочек	41
6.4 Восстановление бумажной изоляции	42
6.5 Ремонт токопроводящих жил	43
6.6 Ремонт соединительных муфт	43
6.7 Ремонт концевых муфт наружной установки	44
6.8 Ремонт концевых заделок	45
6.9 Ремонт кабельных линий 0,38...10 КВ	48
7. Эксплуатация трансформаторов	55
7.1 Организация обслуживания трансформаторов	55
7.2 Оперативное обслуживание трансформаторов	58
7.3 Техническое обслуживание трансформаторов	62
7.4 Текущий ремонт трансформаторов	67
8. Технология ремонта электрических машин	69
8.1 Определение трудоёмкости ремонта и численности ремонтного персонала	70
8.2 Структура цеха по ремонту электрических машин и пускорегулирующей аппаратуры	75
8.3 Структура цеха по ремонту трансформаторов	79
8.4 Структура центральной электротехнической лаборатории	81
9. Практические задания для самостоятельной работы	84
10. Вопросы раздела для самостоятельной проработки	110
<i>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</i>	113
<i>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ</i>	114

ВВЕДЕНИЕ

Знание практических работ монтажа и наладки в области эксплуатации энергосистем и эксплуатации электротехнического оборудования подразумевает умение применять полученные знания к решению конкретных вопросов практики.

Такое умение не приходит само, а достигается тренировкой. Одной из эффективных форм тренировки является решение задач. В предлагаемых Вашему вниманию методических указаниях рассмотрены некоторые, сравнительно часто встречающиеся вопросы работы силовых трансформаторов и кабельных линий электропередачи, а также схемы и методика монтажа электроэнергетического оборудования.

Для выполнения практических работ требуется самостоятельное изучение рекомендуемой учебной и справочной литературы. Особое внимание следует уделить выработке навыков изучения конструкций при монтаже и наладке электрооборудования.

1. ЦЕЛИ И ЗАДАЧИ КУРСА

Целями курса «**Монтаж и наладка электроэнергетического и электротехнического оборудования**» являются подготовка студентов к практической деятельности в качестве специалистов, работающих в сфере монтажа, наладки, эксплуатации и ремонта энергетического оборудования или управления энергосистемами на любом уровне (энергосистема, предприятие электрических сетей, район электрических сетей).

Магистрант должен:

Ознакомиться с вопросами монтажа, эксплуатации и ремонта силовых трансформаторов, электродвигателей, воздушных и кабельных линий, с правилами ТБ и ППР при организации монтажных работ и ремонтов электроустановок.

В состав задач изучения дисциплины входят:

приобретение умений:

- выслушивать членов команды и стремиться их понять;
- самостоятельно разбираться в нормативных методиках наладки и эксплуатации;
- анализировать информацию о новых технологиях диагностики электрооборудования.

2. ТРЕБОВАНИЯ К УРОВНЮ ОСВОЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ ДИСЦИПЛИНЫ

В результате освоения курса «**Монтаж и наладка электроэнергетического и электротехнического оборудования**» магистрант должен овладеть следующими знаниями, умениями и навыками.

Знать:

- современные технологии производства электромонтажных работ и последующей наладки электрооборудования;
- нормативные сроки текущих и капитальных ремонтов электрооборудования,
- основные параметры, по которым производится мониторинг состояния оборудования,
- основные организационные и технические требования при эксплуатации энергетических объектов предприятий электрических сетей.

Уметь:

выслушивать членов команды и стремиться их понять; самостоятельно разбираться в нормативных методиках наладки и эксплуатации; анализировать информацию о новых технологиях диагностики электрооборудования.

Владеть навыками:

- навыками дискуссии по профессиональной тематике;
- навыками использования технических средств испытания и программ расчетов характеристик конструкционных материалов;
- информацией о технических параметрах оборудования для использования при диагностике;
- практическими вопросами организации ремонтов основного и вспомогательного электрооборудования, электрических аппаратов и проводников;
- навыками оценки уровня эксплуатации электрооборудования и формирования пути его совершенствования.

3. ОБСЛУЖИВАНИЕ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ

Техническое обслуживание – это комплекс работ по ежедневному поддержанию исправного состояния системы электроснабжения и заданных параметров режимов ее работы. Неправильная эксплуатация электрических сетей, систем электрооборудования и приборов несет в себе опасность, как имущественным объектам, так и жизни человека. В связи с этим особое внимание уделяется эксплуатации средств энергообеспечения.

Техническое обслуживание включает в себя следующий комплекс работ:

- Обслуживание систем электроснабжения в соответствии с требованиями нормативных правил эксплуатации;
- Обеспечение круглосуточного надзора за функционированием электрооборудования объекта с целью своевременного обнаружения нарушений в его работе и предотвращения аварийных ситуаций.;
- Ликвидация аварийных ситуаций и восстановление нормального режима электропотребления;
- Ремонт изоляции, прокладка кабеля;
- Протирка лампочек, замена перегоревших;
- Устранение мелких неисправностей электропроводки;
- Замена штепсельных розеток и выключателей;
- Ремонт магнитных пускателей, пусковых кнопок, автоматических выключателей, рубильников, реостатов, контакторов, другой аналогичной пусковой и коммутационной аппаратуры;
- Ремонт отдельно расположенных магнитных станций и блоков управления;

- Снятие и установка электросчетчиков, других приборов и средств измерений;
- Замена предохранителей, ремонт осветительной электропроводки и арматуры;
- Установка и подключение к сети дополнительных розеток и т.д.

Надежное функционирование системы электроснабжения обеспечивается не только за счет технического обслуживания, но и планово-предупредительных работ.

Планово-предупредительные работы:

- Очистка от пыли и грязи установленного оборудования;
- Визуальная проверка состояния рабочего и защитного заземления;
- Проверка сопротивления изоляции обмоток;
- Проверка надежности контактных и крепежных соединений;
- Проверка состояний щитовых электроизмерительных приборов и сигнальной арматуры;
- Проверка состояний рабочих контактов;
- Чистка и регулировка контактов автоматических выключателей;
- Проверка соответствия номиналов установленных автоматических выключателей нагрузкам защищаемых цепей;
- Проверка отсутствия искрения и потрескивания, местного нагрева в соединениях шин и жил кабеля, следов копоти или плавления металла;
- Визуальный контроль состояния заземляющих устройств;
- Проверка состояния концевых заделок кабелей;
- Проверка сопротивления изоляции токоведущих частей;

- Проверка наличия и состояния ограждений, плакатов, предупредительных надписей и маркировки на панелях и коммуникационных аппаратах;
- Проверка исправности замков и дверных уплотнений.



Рисунок 1. Наладка шкафов КРУ 10 КВ

4. ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ И ОСВЕЩЕНИЯ

Техническое обслуживание системы электроснабжения и освещения включает в себя:

- ведение учета и отчетности потребляемой электроэнергии;
- обслуживание систем электроснабжения в соответствии с требованиями нормативных правил эксплуатации;
- обеспечение круглосуточного надзора за функционированием электрооборудования объекта с целью своевременного обнаружения нарушений в его работе и предотвращения аварийных ситуаций;
- ликвидация аварийных ситуаций и восстановление нормального режима электропотребления;
- ремонт изоляции, прокладка кабеля;
- протирка лампочек, замена перегоревших;
- устранение мелких неисправностей электропроводки;
- замена штепсельных розеток и выключателей;
- отсоединение и присоединение кабеля;
- ремонт магнитных пускателей, пусковых кнопок, автоматических выключателей, рубильников, реостатов, контакторов, другой аналогичной пусковой и коммутационной аппаратуры при условии установки ее вне щитов и сборок;
- ремонт отдельно расположенных магнитных станций и блоков управления;
- снятие и установка электросчетчиков, других приборов и средств измерений;
- замена предохранителей, ремонт осветительной электропроводки и арматуры;

- установка и подключение к сети дополнительных розеток по заявкам;
- обеспечение надзора за подрядчиком в течении всего времени их работы в электрощитовых.

Техническое обслуживание в рамках планово-предупредительных мероприятий:

- очистка от пыли и грязи установленного оборудования и изоляторных вводов;
- спуск влаги и скопившегося в расширителе осадка;
- отбор проб трансформаторного масла с последующим его анализом;
- доливка масла;
- визуальная проверка состояния рабочего и защитного заземления;
- проверка сопротивления изоляции обмоток и изоляторных вводов;
- переключение ступеней выходного напряжения (при необходимости) - с отключением трансформатора то сети;
- проверка надежности контактных и крепежных соединений;
- проверка состояний щитовых электроизмерительных приборов и сигнальной арматуры;
- проверка состояний рабочих контактов;
- чистка и регулировка контактов автоматических выключателей;
- проверка соответствия номиналов установленных автоматических выключателей нагрузкам защищаемых цепей;
- проверка работы электроприводов включения автоматических выключателей;

- проверка отсутствия искрения и потрескивания, местного нагрева в соединениях шин и жил кабеля, следов копоти или плавления металла;
- визуальный контроль состояния заземляющих устройств;
- проверка состояния концевых заделок кабелей;
- проверка сопротивления изоляции токоведущей частей;
- проверка наличия и состояния ограждений, плакатов, предупредительных надписей и маркировки на панелях и коммуникационных аппаратах;
- проверка исправности замков и дверных уплотнений.

5. ОСНОВНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПРОФИЛАКТИКА КАБЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ

5.1. Параметры силовых кабелей

Силовые кабели предназначены для передачи электроэнергии, используемой для питания электрических установок. Они имеют одну или несколько изолированных жил, заключенных в металлическую или неметаллическую оболочку, поверх которой в зависимости от условий прокладки и эксплуатации может быть защитный покров, а в необходимых случаях – броня.

Силовые кабели состоят из токопроводящих жил, изоляции, оболочек и защитных покровов. Помимо этих основных элементов в конструкцию силовых кабелей могут входить экраны, нулевые жилы, жилы защитного заземления и заполнители (рис. 2).

Токопроводящие жилы, предназначенные для прохождения электрического тока, бывают основными и нулевыми. Основные жилы применяются для выполнения главной функции кабеля – передачи электроэнергии. Нулевые жилы, предназначенные для протекания разности токов фаз (полюсов) при неравномерной их нагрузке, присоединяются к нейтрали источника тока.

Жилы защитного заземления являются вспомогательными и предназначены для соединения не находящихся под рабочим напряжением металлических частей электроустановки, к которой подключен кабель... с контуром защитного заземления источника тока.

Изоляция служит для обеспечения необходимой электрической прочности токопроводящих жил кабеля по отношению друг к другу и к заземленной оболочке (земле).

Экраны используются для защиты внешних цепей от влияния электромагнитных полей токов, протекающих по кабелю, и для обеспечения симметрии электрического поля вокруг жил кабеля.

Заполнители предназначены для устранения свободных промежутков между конструктивными элементами кабеля в целях герметизации, придания необходимой формы и механической устойчивости конструкции кабеля.

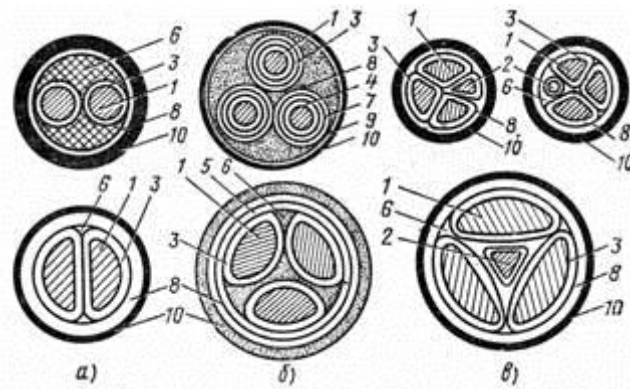


Рисунок 2. Сечения силовых кабелей: *а* – двухжильные кабели с круглыми и сегментными жилами; *б* - трехжильные кабели с поясной изоляцией и с отдельными оболочками; *в* - четырехжильные кабели с нулевой жилой секторной, круглой и треугольной формы; 1 – токопроводящая жила; 2 – нулевая жила;

3 – изоляция жилы; 4 – экран на токопроводящей жиле; 5 – поясная изоляция; 6 – наполнитель; 7 – экран на изоляции жилы; 8 – оболочка; 9 – бронепокров; 10 – наружный защитный покров

Оболочки защищают внутренние элементы кабеля от увлажнения и других внешних воздействий.

Защитные покровы предназначены для защиты оболочки кабеля от внешних воздействий. В зависимости от конструкции кабеля в защитные покровы входят подушка, бронепокров и наружный покров.

Различным конструкциям кабелей присвоены буквенные индексы. Значения буквенных индексов в обозначении марок кабелей приведены в табл. 1.

Силовые кабели с бумажной изоляцией, пропитанной или обедненной, предназначены для эксплуатации в стационарных установках и в земле при температуре окружающей среды от плюс 50 до минус 50 °С и относительной

влажности до 98 % при температуре до плюс 35 °С. Изготавливаются они для номинальных напряжений 1, 6 и 10 кВ переменного тока частотой 50 Гц, но могут быть использованы в сетях постоянного тока (рис. 3).

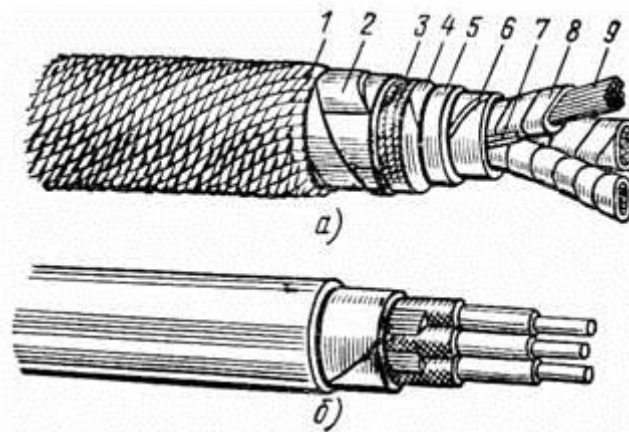


Рисунок 3. Силовые кабели: *а* – с бумажной; и *б* – резиновой изоляцией;

1 – наружный покров; 2 – бронелента; 3 – кабельная пряжа;

4 – кабельная бумага; 5 – оболочка; 6 – поясная изоляция;

7 – наполнитель; 8 – изоляция жилы; 9 – токопроводящая жила

Силовые кабели с бумажной изоляцией, пропитанные нестекающим составом, предназначены для прокладки на вертикальных и наклонных участках трасс без ограничения разности уровней и эксплуатации при температуре окружающей среды от плюс 50 до минус 50 °С и относительной влажности 98 % при температуре до плюс 35 °С и изготавливаются для напряжений 6 и 10 кВ переменного тока частотой 50 Гц, но могут быть использованы и в сетях постоянного тока.

Силовые кабели с пластмассовой изоляцией, в пластмассовой или алюминиевой оболочке с защитными покровами или без них, предназначены для передачи и распространения электроэнергии в стационарных установках на номинальное переменное напряжение 0,66; 1; 3 и 6 кВ частотой 50 Гц.

Кабели могут эксплуатироваться при температуре окружающей среды от минус 50 до плюс 50 °С, относительной влажности воздуха 98 % при температуре плюс 35°С, в том числе при прокладке на открытом воздухе с защитой от воздействия солнечной радиации.

Т а б л и ц а 1

Некоторые буквенные символы в обозначении марок кабелей

Элемент конструкции и кабеля	Буквенное обозначение	Местонахождение буквы в обозначении марки кабеля	Значение символа
Токопроводящая жила	А - (ож)	Впереди В конце марки в скобках	Алюминиевая Медная Однопроволочные жилы
Изоляция	- В П Пс Пв Пвс Р	- После обозначения жилы То же » » » » » » После обозначения материала оболочки	Бумажная пропитанная Поливинилхлоридная Полиэтиленовая Из самозатухающего полистилена Из вулканизированного полистилена Из вулканизированного самозатухающего полистилена Резиновая
Оболочка	А С В П Р Н Г	После обозначения материала изоляции То же » » » » После обозначения материала жилы То же После обозначения оболочки	Алюминиевая (гладкая) Свинцовая Поливинилхлоридная Полиэтиленовая Резиновая Из нейтральной резины Отсутствие брони и защитных покрытий
Броня	Б П К Г ББГ	После обозначения оболочки То же » » После обозначения брони В конце марки	Из двух стальных лент Из плоской стальной оцинкованной проволоки То же из крутой Отсутствует наружный покров Из одной профилированной оцинкованной ленты, наложенной «в замок»
Подушка	- б л Зл п в	- После обозначения брони То же » » » » » »	Нормальная Отсутствует Усиленная Особо усиленная С выпрессованным полистиленовым шлангом То же с поливинилхлоридным
Наружный покров	н Шп Шв	- После обозначения подушки То же » »	Нормальный Негорючий Из выпрессованного полистиленового шланга То же из поливинилхлоридного

Примечание. Принадлежность кабеля к контрольному обозначается буквой «К» перед маркой с медными жилами и после буквы «А» – с алюминиевыми

5.2. Характеристика кабельных сооружений

Основным способом канализации электрической энергии на промышленных предприятиях являются кабельные линии. На крупных предприятиях число кабельных линий может достигать до 25 000 при общей длине до 2500 км. Для размещения такого количества кабелей необходимо устройство специальных кабельных сооружений. Наиболее простым и дешевым сооружением является земляная траншея, но так как число повреждений при этом способе составляет около 40 %, то применяется он реже по сравнению с прокладкой в специальных сооружениях.

На предприятиях редко отдают предпочтение какому-либо одному способу прокладки и применяют чаще смешанную прокладку. В качестве сооружений используются:

1. Земляная траншея. Глубина траншеи от планировочной отметки для кабелей напряжением до 10 кВ должна быть 0,8 м, при пересечении улиц, площадей – 1,1 м (рис. 4).

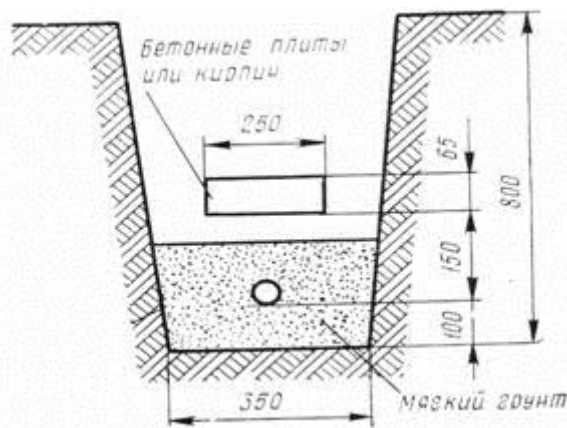


Рисунок 4. Укладка кабеля в траншее

Меньшая глубина траншеи (до 0,6 м) допускается при вводе кабелей в здания, сооружения, а также в местах пересечений с подземными сооружениями при условии защиты кабелей от механических повреждений на участках длиной до 5 м. Ширина траншеи при прокладке в ней силовых кабелей до 10 кВ принимается не менее указанной в табл. 2 и на рис. 5.

Укладывают кабели на подсыпку, а сверху засыпают слоем мелкой земли, не содержащей строительного мусора и шлака. Трассы маркируют опознавательными знаками, закрепляемыми на стенах постоянных зданий и сооружений или на столбиках из угловой стали (пикеты). Знаки размещают на углах и поворотах трассы, в местах установки соединительных муфт, на пересечениях путей сообщения (с обеих сторон), у вводов в здания. На знаках размером 100 x 100 мм указывают знак напряжения (красной краской), обозначение кабельной трассы, расстояние от сооружения (цифрами) и направление к нему (стрелками), № знака (черной краской). Фон знака белый.

Т а б л и ц а 2.

Размеры траншей для кабелей до 10 кВ

Тип траншеи	Размеры, мм			Число прокладываемых силовых кабелей, шт.
	B_1	B_2	B_3	
Т-1	250	350	2150	1
Т-2	300	500	2300	1–2
Т-3	400	600	2400	2–3
Т-4	600	700	2500	3–4
Т-5	750	830	2600	4–5
Т-6	900	1000	2800	5–6

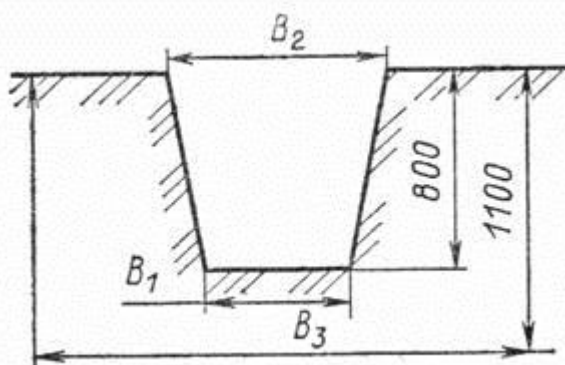


Рисунок 5. Размеры траншеи для прокладки кабелей 1...10 кВ:

B_1 – размер на дне траншеи; B_2 – размер у поверхности земли; B_3 – зона отвода

2. Кабельный канал – это закрытое и заглубленное (частично или полностью) в грунт или пол непроходное сооружение, предназначенное для размещения в нем кабелей, укладку, осмотр и ремонт которых можно производить лишь при снятом перекрытии.

Собирают канал из сборного железобетона или монолитных блоков. В помещениях каналы перекрывают плитами на уровне пола, а на неохраняемой территории канал заглубляют в грунт на 300 мм, при пересечениях с автодорогой – на 700 мм и железнодорожными путями – 1000 мм (рис. 6).

Размеры каналов:

Ширина – 600...1200 мм, высота – 300...900 мм.

Этот способ прокладки хорошо защищает от механических повреждений, но там, где могут быть пролиты металл или агрессивные вещества, сооружение кабельных каналов не допускается (рис. 7).

3. Кабельный туннель – это подземное сооружение (коридор) с расположенными в нем опорными конструкциями для размещения на них кабелей и муфт, позволяющее производить прокладку, ремонты и осмотры со свободным проходом по всей длине (рис. 8)

КТ сооружают из сборного ж/б и снаружи покрывают гидроизоляцией. Заглубление – 0,5м.

Проходы в кабельных туннелях, как правило, должны быть не менее 1 м, однако допускается уменьшение проходов до 800 мм на участках длиной не более 500 мм.

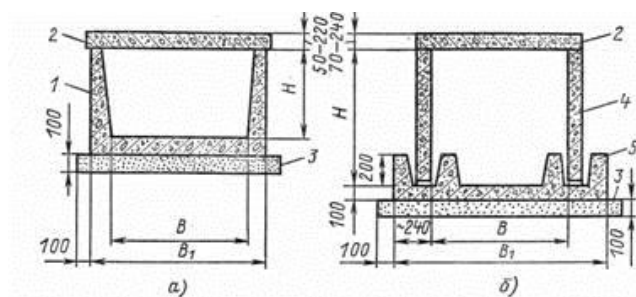


Рисунок 6. Сборные железобетонные каналы: *а* – лотковые типа ЛК; *б* – из сборных плит типа СК; 1 – лоток; 2 – плита перекрытия; 3 – подготовка песчаная; 4 – плита; 5 – основание.

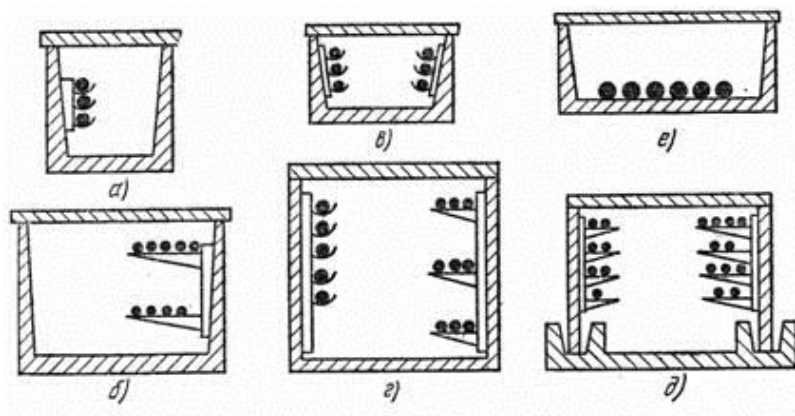


Рисунок 7. Варианты прокладки кабелей в кабельных каналах:

- а* – расположение кабелей на одной стенке на подвесках;
- б* – то же на полках; *в* – то же на обеих стенках на подвесках;
- г* – то же на одной стенке на подвесках, на другой на полках;
- д* – то же на обеих стенках на полках; *е* – то же на дне канала

Пол туннеля должен быть выполнен с уклоном не менее 1 % в сторону водосборников или ливневой канализации. При отсутствии дренажного устройства через каждые 25 м должны быть устроены водосборные колодцы размером 0,4 x 0,4 x 0,3 м, перекрываемые металлическими решетками. При необходимости перехода с одной отметки на другую должны быть устроены пандусы с уклоном не более 15°.

В туннелях должна быть предусмотрена защита от попадания грунтовых и технологических вод и обеспечен отвод почвенных и ливневых вод.

Туннели должны быть обеспечены в первую очередь естественной вентиляцией. Выбор системы вентиляции и расчет вентиляционных устройств производятся на основании тепловыделений, указанных в строительных заданиях. Перепад температуры между поступающим и удаляемым воздухом в туннеле не должен превышать 10 °С. Вентиляционные устройства должны автоматически отключаться, а воздуховоды снабжаться заслонками с дистанционным или ручным управлением для прекращения доступа воздуха в туннель в случае возникновения пожара.

В туннеле должны быть предусмотрены стационарные средства для дистанционного и автоматического пожаротушения. Источником возникновения пожара могут быть кабели, соединительные кабельные муфты. К пожару может привести небрежное обращение с огнем и легко воспламеняющимися материалами при монтажных или ремонтных работах. Выбор пожарогасящих средств производится специализированной организацией.

В туннелях должны быть установлены датчики, реагирующие на появление дыма и повышение температуры окружающей среды выше 50 °С. Коллекторы и туннели должны быть оборудованы электрическим освещением и сетью питания переносных светильников и инструмента.

Протяженные кабельные туннели разделяют по длине огнестойкими перегородками на отсеки длиной не более 150 м с устройством в них дверей шириной не менее 0,8 м. Двери из крайних отсеков должны открываться в помещение или наружу. Дверь в помещение должна открываться ключом с двух сторон. Наружная дверь должна быть снабжена самозакрывающимся замком, открываемым ключом снаружи. Двери в средних отсеках должны открываться в сторону лестницы и быть снабжены устройствами, фиксирующими их закрытое положение. Открываются эти двери с обеих сторон без ключа.

Прокладка кабелей в коллекторах и туннелях рассчитывается с учетом возможности дополнительной прокладки кабелей в количестве не менее 15 %.

Силовые кабели напряжением до 1 кВ следует прокладывать под кабелями напряжением выше 1 кВ и разделять их горизонтальной перегородкой. Различные группы кабелей, а именно рабочие и резервные напряжением выше 1 кВ, рекомендуется прокладывать на разных полках с разделением их горизонтальными несгораемыми перегородками. В качестве перегородок рекомендуются асбоцементные плиты, прессованные неокрашенные толщиной не менее 8 мм. Прокладку бронированных кабелей всех сечений и небронированных сечением жил 25 мм² и выше следует выполнять по

конструкциям (полкам), а небронированных кабелей сечением жил 16 мм² и менее – на лотках, уложенных на кабельные конструкции.

Кабели, проложенные в туннелях, должны быть жестко закреплены в конечных точках, с обеих сторон изгибов и у соединительных муфт.

Во избежание установки дополнительных соединительных муфт следует выбирать строительную длину кабелей.

Каждую соединительную муфту на силовых кабелях нужно укладывать на отдельной полке опорных конструкций и заключать в защитный противопожарный кожух, который должен быть отделен от верхних и нижних кабелей по всей ширине полок защитными асбоцементными перегородками. В каждом туннеле и канале необходимо предусмотреть свободные ряды полок для укладки соединительных муфт.

Для прохода кабелей через перегородки, стены и перекрытия должны быть установлены патрубки из несгораемых труб.

В местах прохода кабелей в трубах зазоры в них должны быть тщательно уплотнены несгораемым материалом. Материал заполнения должен обеспечивать схватывание и легко поддаваться разрушению в случае прокладки дополнительных кабелей или их частичной замены.

Небронированные кабели с пластмассовой оболочкой допускается крепить скобами (хомутами) без прокладок.

Металлическая броня кабелей, прокладываемых в туннелях, должна иметь антикоррозионное покрытие. Расстояние между полками кабельных конструкций при прокладке силовых кабелей напряжением до 10 кВ должно быть не менее 200 мм. Расстояние между полками при установке огнестойкой перегородки при прокладке кабелей должно быть не менее 200 мм, а при укладке соединительной муфты 250 или 300 мм – в зависимости от типоразмера муфты (рис. 8).

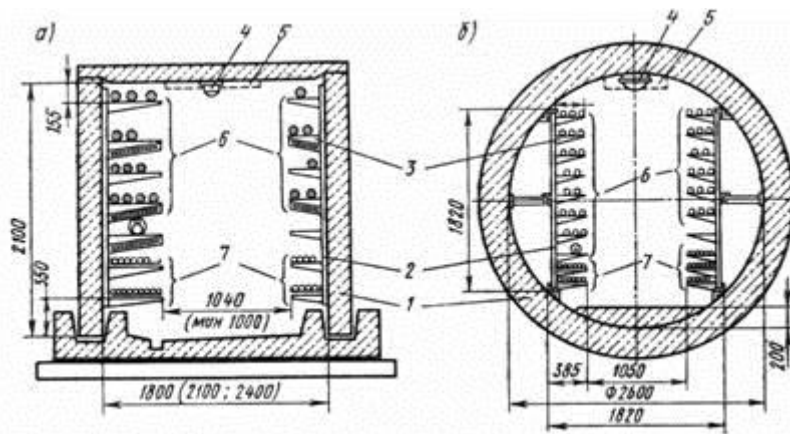


Рисунок 8. Расположение кабелей в туннеле: *а* – туннель прямоугольного сечения; *б* – туннель круглого сечения;

1 – блок туннеля; *2* – стойка; *3* – полка; *4* – светильник;

5 – зона пожароизвещателей и трубопроводов механизированной уборки пыли и пожаротушения; *6* – силовые кабели; *7* – контрольные кабели

4. Кабельный коллектор – это сооружение, предназначенное для общего размещения кабельных линий, теплопроводов и водопроводов.

Коллектор сооружают из железобетонных конструкций круглого и прямоугольного сечений. Коллекторы круглого сечения делают на глубине не более 5 м закрытым способом. Коллектор снабжен вентиляцией, насосами и управляется с диспетчерского пункта. Необходимо предусмотреть телефонную связь. Размеры коллектора: диаметр – 3,6 м; ширина – 2,5 м; высота – 3,0 м (рис. 9).

5. Кабельный блок – это сооружение с трубами (каналами) для прокладки кабелей с относящимися к нему колодцами.

Кабельные блоки сооружают из железобетонных панелей длиной 6 м с 2-3 каналами внутри из асбоцементных или керамических труб. Блоки укладывают на подушку из железобетона и защищают гидроизоляцией. Глубина заложения – не менее 0,7 м, а при пересечениях – не менее 1 м. Места стыков панелей заливают раствором,

предварительно заложив в зазор жгут из пакли. Через каждые 150 м устанавливают проходные или разветвительные колодцы. Минимальная высота колодцев – 1,8м. Прокладка в блоках наиболее надежна, но менее экономична.

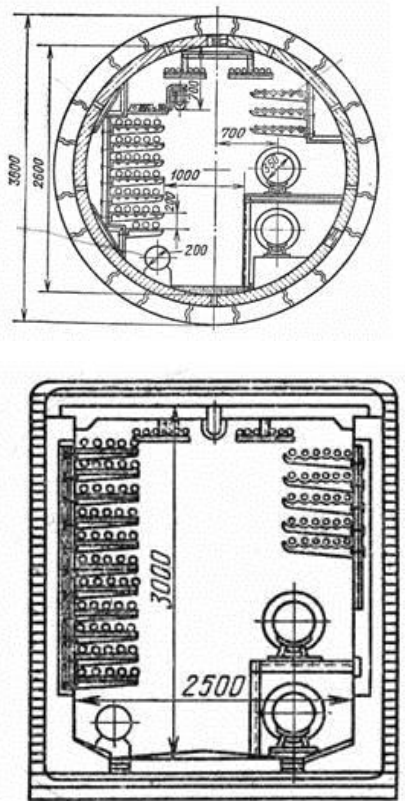


Рисунок 9. Размещение кабелей в коллекторах круглого и прямоугольного сечения: 1 – кабели; 2 – водотрубы; 3 – трубы теплоснабжения.

Прокладка кабелей в блоках рекомендуется: в следующих случаях: в местах пересечений с железными и автомобильными дорогами; при большом числе других подземных коммуникаций и сооружений; вероятности разлива металла или агрессивных жидкостей в местах прохождения кабельных трасс; прокладке кабельных линий в агрессивных по отношению к оболочке кабелей грунтах; необходимости защиты кабелей от блуждающих токов.

Для сооружения блоков применяются двух- и трехканальные железобетонные панели (рис. 10), предназначенные для прокладки в сухих, влажных и насыщенных водой грунтах, асбоцементные трубы для защиты кабелей от блуждающих токов, керамические трубы для защиты кабелей в

агрессивных и насыщенных водой грунтах (при необходимости – и в сухих грунтах). При выборе материалов кабельных блоков следует учитывать уровень грунтовых вод и их агрессивность, а также наличие блуждающих токов.

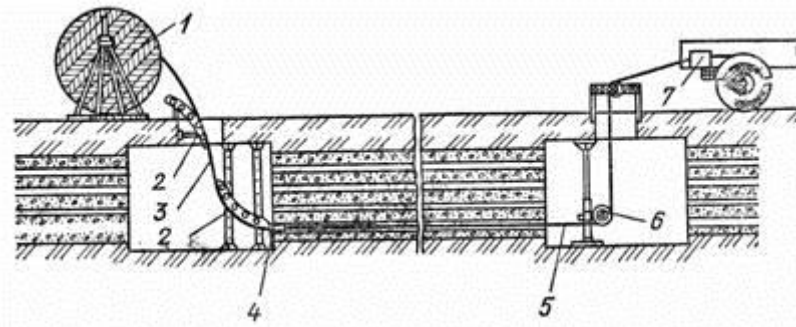


Рисунок 10. Схема протяжки кабеля в кабельном блоке:

1 – барабан с кабелем; 2 – угловой ролик; 3 – кабель; 4 – разъемная воронка;
5 – канат; 6 – ролик для каната; 7 – установка для контроля тяжения

В местах изменения направления трассы или глубины заложения блоков, а также на прямолинейных участках большой длины выполняются кабельные колодцы. Число колодцев на прямых участках блока должно быть минимальным, при этом расстояние между соседними колодцами следует принимать максимально возможным с учетом строительных длин кабелей, допустимых усилий тяжения и условий прокладки.

Габариты кабельных колодцев должны обеспечивать нормальные (условия протяжки кабелей с максимальным сечением $(3 \times 240) \text{ мм}^2$ с радиусом изгиба кабеля $R = 25 d$, замену их в случае надобности, установку соединительных муфт с защитными металлическими кожухами длиной 1250 мм.

Кабельные колодцы выполняются из кирпича или сборного железобетона и бывают следующих типов: проходной прямого типа, угловой – для изменения направления блочной канализации с углами поворота 90, 120, 135 и 150°, тройниковый прямой и с углом поворота 120 и 150°, крестообразный.

Уклон пола колодца должен составлять 0,003 в сторону водосборника. Решетка водосборника должна быть металлической. Установка закладных

деталей под кабельные конструкции производится в процессе монтажа колодцев.

Горловины (лазы) кабельных колодцев должны быть круглыми или, овальными и закрываться двойными металлическими крышками. На нижней крышке необходимо предусмотреть приспособление для снятия люка. Люки круглой формы рассчитаны только на одностороннюю протяжку кабелей, их диаметр должен быть не менее 700 мм, люки овальной формы рассчитаны на двустороннюю протяжку кабелей большой длины сечением до 185 мм³. Ширина овального люка – 800, длина – 1800 мм. Кабели сечением 240 мм² и выше следует протягивать без петли, в одну сторону. Колодцы должны быть снабжены стальными скобами или металлической лестницей для спуска. В связи с тем что кабельные колодцы – это дорогостоящая часть блочной канализации, рекомендуется при переходе с блочной канализации на траншейную применять кабельные камеры. При выполнении блоков из асбоцементных труб внутренние поверхности труб и их стыки должны быть смазаны битумом марки БН-IV, разведенным в керосине (2 массовые части битума и 1 массовая часть керосина). При сухих грунтах все наружные поверхности труб и их стыки необходимо защитить окрасочной гидроизоляцией в два слоя, а при влажных и насыщенных водой грунтах – оклеечной гидроизоляцией в два слоя.

У блоков, выполненных из керамических труб, в агрессивном грунте пустоты между трубами должны быть заполнены бетоном, в неагрессивном грунте – бетон нужен только в местах соединения труб, а остальная часть должна засыпаться песком или просеянным грунтом.

Глубина заложения кабельных блоков (считая от верхнего кабеля) должна быть не менее 1 м при пересечении улиц и площадей и 0,7 м во всех остальных случаях. В производственных помещениях и на закрытых территориях глубина не нормируется.

Трасса кабельных блоков прямолинейная. При пересечении инженерных сооружений трасса подходит перпендикулярно их оси. Допускается

отклонение от прямого угла, но не более чем на 45° , если это продиктовано особенностями расположения места ввода блоков в здание или наличием сооружений, построенных на трассе.

Каждый кабельный блок должен иметь 10 % резервных каналов, но не менее одного канала.

6. Кабельная эстакада – это надземное или наземное открытое горизонтальное или наклонное протяженное кабельное сооружение. Различают проходные и непроходные эстакады. Изготавливают их из железобетона или стального проката. Расстояние между опорами – 12 м. На проходных эстакадах должны быть устроены лестничные входы, расстояние между которыми – около 150 м. В полу эстакад сооружают монтажные проемы. При небольшом числе кабелей их прокладывают по технологическим эстакадам. Этот способ прокладки, несмотря на высокую стоимость, удобен и находит все большее применение.

7. Кабельная галерея – это полностью или частично закрытая эстакада.

Прокладка кабелей напряжением до 10 кВ сечением до 240 мм^2 на эстакадах и в галереях применяется для прокладки межцеховых электрических сетей по территориям промышленных предприятий. Специальные кабельные эстакады необходимо оборудовать для прокладки кабелей по территориям химических и нефтехимических предприятий, где не исключена возможность разлива веществ, разрушительно действующих на оболочки кабелей. Допускается использовать технологические эстакады для совмещенной прокладки трубопроводов и кабелей. Кабельные эстакады выполняются непроходными железобетонными и металлическими, проходными железобетонными, металлическими и комбинированными. Непроходные эстакады выполняются таким образом, чтобы была возможность обслуживания их со специально оборудованных машин.

На рис. 11 представлены галереи, кабельные эстакады с солнцезащитными козырьками и без них, различных исполнений из унифицированных элементов. При совмещенной прокладке трубопроводов и кабелей эстакады выполняются

индивидуально. Для кабельных эстакад приняты основные расстояния между опорами 6 и 12 м. На отдельных участках трассы при необходимости расстояние между опорами может быть 9 м. Основная высота сооружения эстакад от полотна автодороги равна 5 м. На территориях, где отсутствуют пересечения с дорогами, высота должна оставаться 2,5 м (от планировочной отметки земли) с переходами в местах пересечения с дорогами на высоту:

5 м – при пересечении с автодорогами;

6 м – при пересечении с не электрифицированными железными дорогами (от головки рельса);

7,1 м – при пересечении с электрифицированными железными дорогами (от головки рельса).

Углы поворотов эстакад, ответвления, переходы с одной отметки на другую, примыкания к зданиям, вертикальные шахты и лестницы выполняются индивидуально в каждом конкретном случае в зависимости от местных условий.

Непроходные эстакады без солнцезащищённых козырьков применяются для прокладки 16, 24 и 40 кабелей с пролетами между опорами 6 м, а для прокладки 24 и 40 кабелей – 12 м; проходные одно- и двухсекционные эстакады – для прокладки 64 и 128 кабелей с пролетами 6 и 12 м.

Расстояние между полками по вертикали на непроходных эстакадах – 200 мм, на проходных – 250 мм. Расстояние по горизонтали между полками – 1 м, но оно может быть увеличено при разработке конкретного проекта с учетом несущей способности кабельных конструкций. При прокладке кабелей в алюминиевой оболочке сечением жил 50 мм² и более расстояние между кабельными конструкциями допускаются до 6 м. Стрела провеса кабелей между конструкциями должна быть 0,4 м.

Для прокладки по эстакадам должны применяться кабели без наружного горючего покрова, имеющие антикоррозионную защиту, или с наружным защитным покровом из негорючих материалов.

Расположение кабелей на полках, расстояния между кабелями, установка соединительных муфт и другие условия такие же, что и при прокладке кабелей в туннелях.

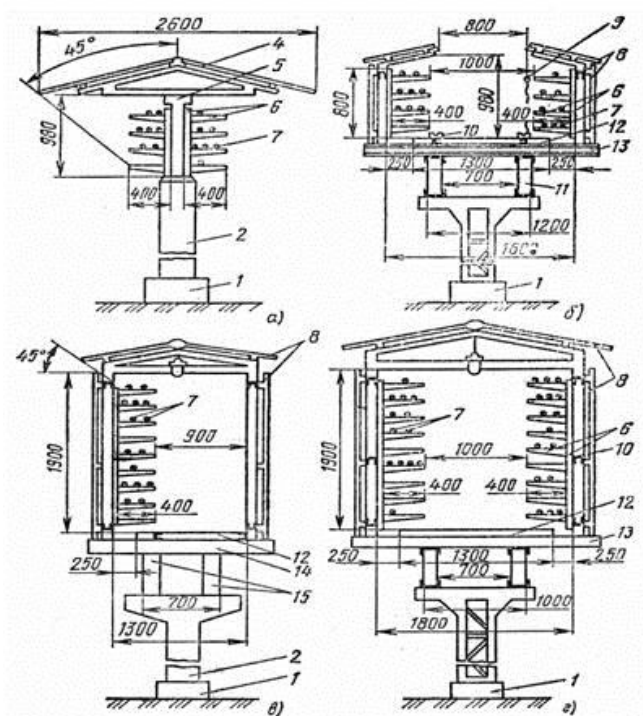


Рисунок 11.а Прокладка кабелей на кабельных эстакадах и галереях с солнцезащитными козырьками и без них (начало):

а – эстакада непроходная; *б* – эстакада проходная; *в* – галерея односторонняя; *г* – галерея двусторонняя; *д* – галерея трехстенная комбинированная; *е* – эстакада непроходная без солнцезащитных козырьков; *ж* – эстакада проходная без солнцезащитных козырьков; *1* – железобетонное основание; *2* – железобетонная колонна; *3* – металлическая колонна; *4* – солнцезащитный козырек; *5* – железобетонная балка; *6* – кабельная конструкция; *7* – кабели; *8* – солнцезащитные панели; *9* – съемные солнцезащитные панели; *10* – профиль стальной; *11* – основные несущие металлические фермы; *12* – металлический настил; *13* – металлическая траверса; *14* – железобетонная траверса; *15* – основные несущие железобетонный балки

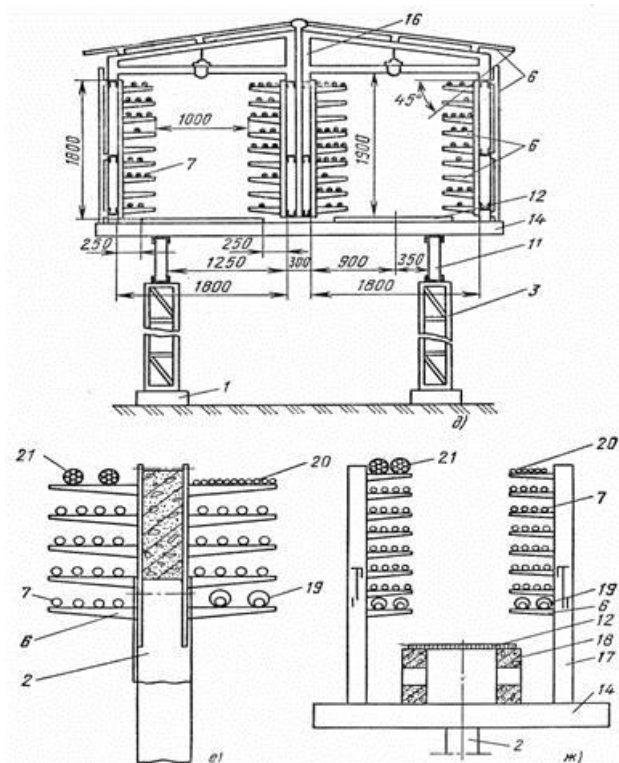


Рисунок 11.б Прокладка кабелей на кабельных эстакадах и галереях с солнцезащитными козырьками и без них (продолжение):

16 – огнезащитная перегородка; 17 – стойка; 18 – плита; 19 – соединительная муфта; 20 – контрольные кабели; 21 – пучок кабелей сечением до 16 мм²

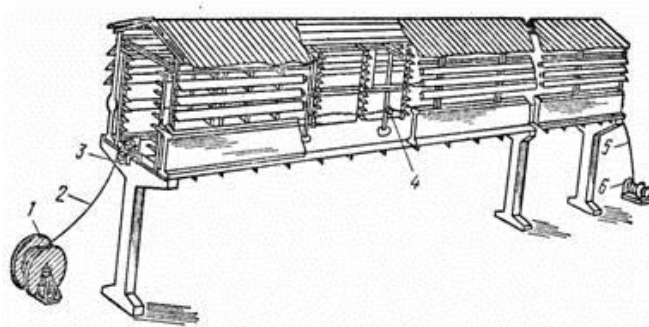


Рисунок 12.Общий вид эстакады туннельного типа:

1 – барабан с кабелем; 2 – кабель; 3 – угловой ролик; 4 – линейный ролик;
5 – канат; 6 – лебедка.

В зависимости от вида сооружения можно проложить следующее количество кабелей: земляная траншея – 6, кабельный блок – 20, кабельный канал и эстакада – 24, кабельная галерея – 56 и кабельный туннель – 72.

5.3. Профилактические мероприятия по повышению надёжности кабельных линий

Для обеспечения правильной эксплуатации каждой кабельной линии (КЛ) необходимы:

- 1) исполнительные чертежи на КЛ и другие кабельные сооружения;
- 2) паспорта КЛ и сооружений;
- 3) адресные списки кабельных сооружений.

Исполнительный чертёж выполняется в масштабе и КЛ привязывают к постоянным фундаментальным ориентирам. Линии разных напряжений имеют свои обозначения.

Паспорт КЛ составляется на основе приёмо-сдаточной документации и содержит следующую информацию:

- 1) марка кабеля и его длина;
- 2) схема трассы с указанием рейперных отметок;
- 3) данные о соединительных и концевых муфтах;
- 4) сведения о защите от коррозии, вибрации и механических повреждений;
- 5) сведения о профилактических испытаниях повышенным напряжением;
- 6) сведения о повреждениях и ремонте КЛ;
- 7) информация о нагрузке КЛ.

Вся эта информация должна находиться в банке данных. Правильно составленный паспорт может позволить точно оценить состояние КЛ и принять своевременное решение о капитальном ремонте линии.

Для каждой КЛ устанавливается единый диспетчерский номер. Если линия состоит из нескольких параллельных линий, тогда к номеру добавляют букву (А, Б, В и т. д.). В адресном списке указывается наименование сооружения (РП, ТП, туннель, колодец), его диспетчерский номер и адрес ближайшего городского строения.

Ежегодно в рамках составления перечня планово-предупредительных ремонтов разрабатывается номенклатура работ, в содержание которой входит:

- 1) сроки выполнения работ;
- 2) профилактические осмотры трасс КЛ;
- 3) измерение токовых нагрузок в периоды максимального и минимального потребления мощности;
- 4) профилактические испытания повышенным напряжением;
- 5) контроль за нагревом кабеля и блуждающими токами;
- 6) ремонт КЛ.

Эксплуатационный надзор за КЛ производится в соответствии с правилами технической эксплуатации и местными инструкциями. Для лиц и организаций, виновных в порче кабеля, установлены штрафные санкции. Во время паводков и осенних дождей производятся внеочередные осмотры КЛ. В местах пересечений КЛ с канавами и оврагами проверяют наличие размывов и обвалов, угрожающих целостности КЛ.

При осмотре КЛ проверяют:

- 1) проведение несогласованных работ на трассе;
- 2) наличие реперов;
- 3) состояние труб при вводе в здание или выхода кабеля на опору воздушной линии.
- 4) отсутствие горючих газов и легковоспламеняющихся материалов в кабельных сооружениях;
- 5) работу освещения, вентиляции;
- 6) температуру воздуха в кабельных сооружениях;
- 7) состояние антикоррозийных покрытий и строительной части (люки, двери).

Результаты проведенных осмотров КЛ регистрируются в журнале дефектов и неполадок и передаются персоналу, который непосредственно эксплуатирует эти линии. Эксплуатационный персонал обеспечивает допуск к работе на КЛ и осуществляет надзор за правильным ведением работ в указанной зоне.

Контроль за состоянием кабелей в процессе эксплуатации обеспечивается путём измерения температуры свинцовых, алюминиевых оболочек или брони.

Температура измеряется термопарой. Для этой цели готовят котлован размером 900 x 900 мм и припаивают провод термопары к оболочке кабеля. Через трубу выводят провода и котлован засыпают. Температуру измеряют одновременно с замером нагрузок КЛ через каждые 2-3 часа в течение суток. В сооружениях с открытой прокладкой кабелей температуру измеряют обычным лабораторным термометром, закрепляя его на оболочке кабеля.

Измерение нагрузок производят в декабре и мае. Регистрация параметров электропотребления может выполняться самопишущими ваттметрами и амперметрами, счётчиками электрической энергии, а также по щитовым приборам, показания которых записываются в ведомость. Результаты измерений служат основанием для проведения мероприятий на КЛ, обеспечивающих их безаварийную работу. Одним из таких мероприятий является профилактические испытания КЛ повышенным напряжением. Чтобы предупредить пробой ослабленного места КЛ, их в плановом порядке испытывают повышенным напряжением постоянного тока. Линии 6...10 кВ испытывают пятикратным номинальным напряжением в течение 5 минут для каждой фазы не реже одного раза в 3 года. В процессе испытания обращают внимание на характер изменения тока утечки. КЛ считается выдержавшей испытание, если не произошло пробоя и толчков тока утечки или его нарастания, после того как ток достиг установившегося значения. До и после испытания измеряют сопротивление изоляции мегомметром на 2,5 кВ, которое не нормируется, но должно быть не менее нескольких МОм. Испытания проводят с помощью передвижной установки типа АИИ-70. После испытаний кабель должен быть разряжен через разрядное сопротивление установки.

6. РЕМОНТ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ

6.1. Общие указания по ремонту

Во время эксплуатации кабельных линий по определенным причинам кабели, а также соединительные муфты и концевые заделки выходят из строя. Основные причины повреждения кабельных линий напряжением 1...10 кВ следующие:

- предшествующие механические повреждения – 43 %;
- непосредственные механические повреждения строительными и другими организациями – 16 %;
- дефекты в соединительных муфтах и концевых заделках во время монтажа – 10 %;
- повреждение кабеля и муфт в результате осадки грунта – 8 %;
- коррозия металлических оболочек кабелей – 7 %;
- дефекты изготовления кабеля на заводе – 5 %;
- нарушения при прокладке кабеля – 3 %;
- старение изоляции из-за длительной эксплуатации или перегрузок – 1 %;
- прочие и неустановленные причины – 7 %.

В соответствии с требованиями Инструкции по эксплуатации силовых кабельных линий предусмотрен текущий или капитальный ремонт кабельных линий напряжением до 35 кВ. Текущий ремонт может быть аварийным, срочным и плановым.

Аварийный ремонт необходим в том случае, когда после отключения кабельной линии потребители всех категорий остались без напряжения и нет возможности подать напряжение по кабелям высокого или низкого напряжения, в том числе по временным шланговым кабелям, или когда резервная линия, на которую передана нагрузка, недопустимо перегружена и требуется ограничение потребления. К аварийному ремонту приступают немедленно и выполняют его непрерывно, чтобы в минимально кратчайший срок включить кабельную линию.

В больших городских кабельных сетях и на крупных промышленных предприятиях для этого сформированы аварийно-восстановительные службы из бригады или нескольких бригад, которые дежурят круглосуточно и по указанию диспетчерской службы немедленно выезжают на место аварии.

Срочный ремонт необходим, если приемники первой или второй категории лишаются автоматического резервного питания, а оставшиеся кабельные линии перегружены, что ведет к ограничению потребления. По указанию руководства энергослужбы ремонтные бригады приступают к срочному ремонту кабельных линий в течение рабочей смены.

Плановый ремонт выполняется по плану-графику, утвержденному руководством энергослужбы. План-график ремонтов кабельных линий составляется ежемесячно на основе записей в журналах обходов и осмотров, результатов испытаний и измерений, а также по данным диспетчерских служб.

Капитальный ремонт кабельных линий производится по годовому плану, разрабатываемому ежегодно в летний период для следующего года на основе данных эксплуатации. При составлении плана капитального ремонта учитывается необходимость внедрения новых, более современных типов кабелей и кабельной арматуры. Планируются ремонт кабельных сооружений и ликвидация неисправности освещения, вентиляции, противопожарных средств, устройств по откачке воды. Учитывается также необходимость частичной замены кабелей на отдельных участках, лимитирующих пропускную способность линий или не удовлетворяющих требованиям термической стойкости в изменившихся условиях работы сети при возросших токах короткого замыкания.

Ремонт находящихся в эксплуатации кабельных линий выполняется непосредственно самим эксплуатационным персоналом или персоналом специализированных электромонтажных организаций. При ремонте эксплуатируемых кабельных линий выполняются следующие работы:

- отключение кабельной линии и ее заземление, ознакомление с документацией и уточнение марки и сечения кабеля, выписка наряда-допуска

по технике безопасности, погрузка материалов и инструмента, доставка бригады на место работы;

- выполнение шурфов, раскопка котлованов и траншей определение ремонтируемого кабеля, ограждение рабочего места и мест раскопок, определение кабеля в РП (ТП) или в кабельных сооружениях, проверка отсутствия горючих и взрывоопасных газов, получение разрешения на огневые работы;

- допуск бригады, прокол кабеля, разрезание кабеля или вскрытие муфты, проверка изоляции на наличие влаги, отрезание участков поврежденного кабеля, установка палатки;

- прокладка ремонтной кабельной вставки;

- ремонт кабельной муфты – разделка концов кабеля, фазировка кабелей, монтаж соединительных муфт (или муфты и заделки);

- окончание работ – закрытие дверей РУ, ТП, кабельных сооружений, сдача ключей, засыпка котлованов и траншей, уборка и погрузка инструмента, доставка бригады на базу, составление исполнительного эскиза и внесение изменений в документацию кабельной линии, отчет об окончании ремонта;

- измерения и испытания кабельной линии.

В целях ускорения ремонтных работ на кабельных линиях должны применяться пневматические отбойные молотки, электромолотки, бетоноломы, экскаваторы, средства для отогрева мерзлого грунта.

Ремонтные работы кабельных линий бывают простыми, не требующими больших трудозатрат и времени, и сложными, продолжающимися несколько дней. К простым относятся, например, такие, как ремонт наружных покровов (джутового покрова, поливинилхлоридного шланга), покраска и ремонт бронелент, ремонт металлических оболочек, ремонт концевых заделок без демонтажа корпуса и т. п. Простые ремонты выполняются в одну смену одной бригадой (звеном).

Сложнее ремонты предусматривают замену большой длины кабеля в кабельных сооружениях с предварительным демонтажом вышедшего из строя

кабеля или прокладку в земле нового кабеля на участке длиной несколько десятков метров (в редких случаях – и сотен метров). Выполнение ремонтов затрудняет прокладка кабельной трассы по сложным участкам со многими поворотами, с пересечением шоссеиных дорог и инженерных коммуникаций, большая глубина залегания кабеля, также необходимость отогревать землю в зимнее время. При выполнении сложных ремонтов прокладывается новый участок кабеля (вставка) и монтируются две соединительные муфты.

Сложные ремонты выполняются одной или несколькими бригадами, а при необходимости – круглосуточно и с применением землеройных механизмов и других средств механизации. Сложные ремонты выполняются или силами энергослужбы предприятия (городских сетей), или с привлечением специализированных организаций по монтажу и ремонту кабельных линий.

6.2. Ремонт защитных покровов

Ремонт наружного джутового покрова. Содранную пропитанную кабельную пряжу протянутого через трубы, блоки или другие препятствия кабеля, необходимо восстанавливать. Ремонт выполняется подмоткой смоляной лентой в два слоя с 50 %-ным перекрытием с последующей промазкой этого участка разогретой битумной мастикой МБ-70 (МБ-90).

Ремонт поливинилхлоридного шланга и оболочек. Ремонт поливинилхлоридного шланга или оболочек проводят с помощью сварки, в струе горячего воздуха (при температуре 170... ..200 °С) с применением сварочного пистолета с электрическим подогревом воздуха, как показано на рис. 13, газоздушного – на рис. 14. Сжатый воздух при этом подводится под давлением $0,98 \cdot 10^4$ Па от компрессора, баллона со сжатым воздухом или переносного блока с ручным насосом.

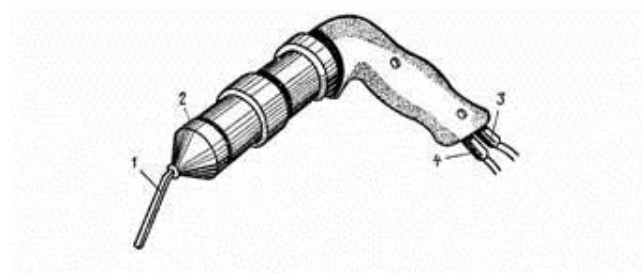


Рисунок 13. Сварочный пистолет ПС-1 с электрическим подогревом:

1 – сопло для выхода горячего воздуха; 2 – нагревательная воздушная камера;
3 – штуцер для подачи сжатого воздуха; 4 – электропровод

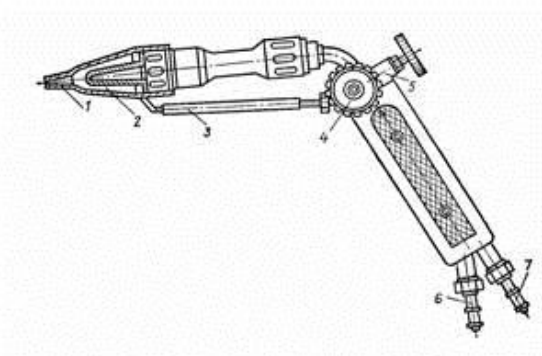


Рисунок 14. Газовоздушный пистолет:

1 – сопло для выхода горячего воздуха; 2 – нагревательная воздушная
камера; 3 – резиновая трубка; 4 – кран для воздуха;
5 – кран для пропан-бутана; 6 – штуцер для подачи сжатого воздуха;
7 – штуцер для подачи пропан-бутана

В качестве присадки при сварке применяется поливинилхлоридный пруток диаметром 4...6 мм.

Перед сваркой места, подлежащие ремонту, необходимо очистить и обезжирить бензином, кабельным ножом вырезать посторонние включения и срезать в местах повреждения шланга выступающие края и задиры.

Для ремонта проколов небольших отверстий и раковин место повреждения в шланге или оболочке и конец присадочного прутка прогревают в течение 10...15 с струёй горячего воздуха, затем струю отводят, а конец прутка прижимают и приваривают к шлангу в месте разогрева. После охлаждения,

убедившись в прочности приварки прутка легким его подергиванием, прутки отрезают. Для герметизации и выравнивания сварочного шва место ремонта прогревают до появления признаков плавления, после этого к разогретому месту прижимают рукой кусок кабельной бумаги, сложенной в 3 – 4 слоя. Для надежности операцию повторяют 3 – 4 раза. Для ремонта шланга, имеющего щели, прорезы и вырезы, конец присадочного прутка приваривают к целому месту шланга на расстоянии 1 – 2 мм от места повреждения. Убедившись в прочности приварки, направляют струю воздуха так, чтобы одновременно прогревались нижняя часть присадочного прутка и обе стороны прорезы или щели. Легким усилием нажимая на прутки, последний укладывают и приваривают вдоль щели или прорезы. Приварку прутка заканчивают на целом месте на расстоянии 1 – 2 мм от повреждения. Затем ножом срезают выступающие поверхности прутка и производят выравнивание сваренного шва.

Разрывы шланга или оболочки ремонтируют с применением поливинилхлоридных заплат или разрезанных манжет. Заплата изготавливается из пластика так, чтобы края ее на 1,5 – 2 мм перекрывали место разрыва. Заплату по всему периметру приваривают к шлангу, а затем вдоль образовавшегося шва приваривают присадочный прутки, а выступающие поверхности прутка срезают и выравнивают шов в месте сварки.

Для ремонта шланга или оболочки с применением разрезной манжеты кусок поливинилхлоридной трубки отрезают на 35... ..40 мм выше поврежденного места, разрезают трубку вдоль и надевают ее на кабель симметрично месту повреждения. Манжету временно закрепляют поливинилхлоридной или миткалевой лентой с шагом 20...25 мм, приваривают конец прутка в месте стыка манжеты со шлангом (оболочкой), а затем укладывают и приваривают прутки вокруг торца манжеты. После приварки обоих торцов манжеты к шлангу (оболочке) снимают ленты временного крепления, приваривают прутки вдоль разреза манжеты, срезают выступающие поверхности прутка и производят окончательное выравнивание всех сварных швов.

Ремонт поливинилхлоридных шлангов и оболочек кабелей может выполняться также с применением эпоксидного компаунда и стеклоленты. Поверхность шланга или оболочки предварительно обрабатывают, как указано выше, и с помощью драчевого напильника добиваются ее шероховатости.

Место повреждения

и за его краями на расстоянии 50...60 мм в обе стороны смазывают эпоксидным компаундом с введенным в него отвердителем. По слою эпоксидного компаунда накладываются 4 –5 пять слоев стеклоленты, каждый из которых также промазывают слоем компаунда.

Временный ремонт шлангов и оболочек в целях предотвращения проникновения влаги под оболочку кабеля, а также вытекания битумного состава из-под шланга разрешается выполнять с помощью липкой поливинилхлоридной ленты с 50 % -ным перекрытием в три слоя с промазкой верхнего слоя поливинилхлоридным лаком № 1. По второму способу временный ремонт выполняется лентой ЛЭТСАР в три слоя с 50 %-ным перекрытием.

Покраска бронелент. Если бронепокровов кабеля разрушен коррозией, выполняют его покраску. Рекомендуется применять термостойкие пентафталевые лаки ПФ-170 или ПФ-171 либо термостойкую маслобитумную краску БТ-577. Покраску выполняют с применением краскораспылителя, а при его отсутствии – кистью.

Ремонт бронелент. Обнаруженные на открыто проложенных кабелях участки разрушенных бронелент обрезают и удаляют. В местах отрезанных лент выполняют временные бандажи. Рядом с временными бандажами обе ленты тщательно зачищают до металлического блеска и облуживают припоем ПОССу 30-2, после чего провод заземления закрепляют бандажами из оцинкованной проволоки диаметром 1 – 1,4 мм и припаивается этим же припоем. Сечение проводника заземления выбирают в зависимости от сечения жил кабеля, но оно должно быть не менее 6 мм².

При облуживании и пайке бронелент применяют паяльный жир. Продолжительность каждой пайки должна составлять не более 3 мин. Временные бандажи удаляют. На оголенный участок оболочки наносят антикоррозионное покрытие.

В тех случаях, когда возможны механические воздействия на ремонтируемый участок кабеля, на него дополнительно наматывают по повиву один слой бронеленты, предварительно демонтируемый с отрезка кабеля с неповрежденной броней. Ленту наматывают с 50 %-ным перекрытием и закрепляют бандажами из оцинкованной проволоки. Проводник заземления в этом случае по всей длине перемычки должен быть распущен в целях создания плотного облегания брони вокруг участка ремонтируемого кабеля.

6.3. Ремонт металлических оболочек

Если при повреждении оболочки кабеля (трещины, проколы) обнаружена течь маслоканифольного состава на этом участке, с обеих его сторон на расстоянии 150 мм от места повреждения удаляют оболочку. Верхний слой поясной изоляции снимают и проверяют на влажность в разогретом парафине.

В том случае если влага отсутствует и изоляция не разрушена, свинцовую или алюминиевую оболочку ремонтируют.

Из листового свинца толщиной 2...2,5 мм вырезают полосу шириной на 70...80 мм выше оголенного участка кабеля и длиной на 30...40 мм больше длины окружности кабеля по оболочке.

В полосе выполняют два заливочных отверстия с таким расчетом, чтобы они располагались над отделенной частью кабеля. Полосу тщательно очищают от пыли и грязи ветошью, смоченной в бензине.

Удаленный полупроводящий слой бумаги и верхнюю ленту поясной изоляции восстанавливают и закрепляют бандажами из хлопчатобумажных ниток. Участок прошпаривают кабельной массой МП-1.

Полосой свинца обертывают оголенное место кабеля так, чтобы она заходила равномерно на края оболочки кабеля, а края образовавшейся свинцовой трубы

перекрывали друг друга не менее чем на 15...20 мм. Вначале производят пропайку припоем ПОССу 30-2 продольного шва, а затем торцы трубы подгибают к оболочке кабеля и припаивают к ней.

Для кабелей с алюминиевой оболочкой в месте припайки свинцовой трубы оболочку кабеля облуживают припоем марки А. Муфту заливают горячей кабельной массой МП-1. После остывания и доливки запаивают заливочные отверстия. На запаянное на торцах место накладывают бандаж из медной проволоки виток к витку диаметром 1 мм с выходом 10 мм на оболочку кабеля и припаивают к оболочке. Отремонтированное место покрывают смоляной лентой в два слоя с 50 %-ным перекрытием.

В том случае если влага проникла под оболочку или повреждена поясная изоляция, а также изоляция жил, участок кабеля вырезают по всей длине, где обнаружена влага или повреждения изоляции. Затем вставляют отрезок кабеля необходимой длины и проводят монтаж двух соединительных муфт. Сечение и напряжение кабеля должны соответствовать вырезанному участку.

Марка кабеля для вставки может быть другой, но аналогичной вырезанному участку.

6.4. Восстановление бумажной изоляции

В тех случаях, когда повреждены не токопроводящие жилы, а изоляция жил и поясная изоляция, а влага в ней отсутствует, изоляцию восстанавливают с последующим монтажом разрезной свинцовой соединительной муфты.

Кабель раскрывают до такой длины, чтобы можно было создать его достаточную слабины для разведения жил между собой. После разведения жил и удаления старой изоляции восстанавливают изоляцию жил с помощью наложения бумажных роликов или лентой ЛЭТСАР с предварительной обработкой прошпарочной массой МП-1. Устанавливают разрезную свинцовую муфту и пропайвают сначала продольный шов, а затем припаивают муфту к оболочке кабеля.

Такой ремонт можно выполнять на горизонтальных участках кабельных трасс, где отсутствует повышенное давление масла, так как муфта с продольной пайкой имеет меньшую механическую прочность.

6.5. Ремонт токопроводящих жил

Если разрыв жил кабеля произошел на незначительной длине и его можно подтянуть за счет «змейки», выполненной при прокладке, производят обычный ремонт соединительной свинцовой или эпоксидной соединительной муфты. Если запаса длины кабеля нет, можно применять удлиненные соединительные гильзы и муфты. Ремонт в этом случае производят с одной соединительной свинцовой муфтой. Во всех остальных случаях при ремонте токопроводящих жил кабеля применяют вставку кабеля и выполняют монтаж двух соединительных свинцовых или эпоксидных муфт.

6.6. Ремонт соединительных муфт

Ремонт соединительной муфты или монтаж вставки кабеля и двух соединительных муфт проводят после осмотра муфты и ее разборки.

Если пробой произошел с места пайки жилы или с гильзы на корпус свинцовой муфты и разрушение незначительное и изоляция не увлажнена, производят последовательную разборку муфты и поврежденной части изоляции. Затем изоляцию восстанавливают бумажными роликами или лентой ЛЭТСАР и прошпаривают массой МП-1. Устанавливают разрезной корпус муфты и выполняются все дальнейшие операции по монтажу муфты.

Если пробой произошел в шейке муфты с жилы на край оболочки и изоляция не увлажнена, муфту разбирают, затем отрезают участок брони и оболочки на длину, необходимую для удобного разведения жил. Изоляцию поврежденной жилы восстанавливают и прошпаривают. Устанавливают удлиненный разрезной корпус свинцовой муфты и выполняют все операции по монтажу муфты.

Если разрушения значительны, то применяют вставку кабеля с монтажом двух муфт по технологии, предусмотренной технической документацией.

В большинстве случаев повреждения в соединительных муфтах происходят при профилактических испытаниях повышенным напряжением. И если к ремонту не приступить сразу же после определения места повреждения, в муфту начнет поступать влага. В этом случае вырезают дефектную муфту и участки кабеля. Как правило, чем дальше находится в земле поврежденная и не отремонтированная муфта, тем длиннее будет вставка кабеля при ремонте кабельной линии.

6.7. Ремонт концевых муфт наружной установки

Концевые муфты наружной установки в основном выходят из строя в дождливые периоды времени года или при большой относительной влажности воздуха. Поврежденную муфту необходимо обрезать, проверить изоляцию кабеля на влажность и, если бумажная изоляция не увлажнена, выполнить монтаж муфты в соответствии с требованиями технической документации. Если длина кабеля в конце линии имеет достаточный запас, то ремонт ограничивается монтажом только концевой муфты. Если же запаса кабеля недостаточно, то на конце кабельной линии выполняют вставку кабеля необходимой длины. В этом случае необходимо монтировать соединительную и концевую муфты.

В концевых муфтах наружной установки с металлическим корпусом 1 раз в год в течение всего времени эксплуатации проверяют уплотнения и подтягивают гайки. Одновременно осматривают контактные соединения и в случае необходимости очищают контактные поверхности и подтягивают болты.

Систематически окрашивают эмалью места пайки, швы армировки и уплотнений. Поверхность концевых эпоксидных муфт наружной установки необходимо в процессе эксплуатации (1 раз в 3...5 лет в зависимости от местных условий) красить эмалями воздушной сушки. Окраску выполняют в сухую погоду, предварительно очистив поверхность муфты и изоляторов.

Изоляторы концевых муфт наружной и внутренней установок, а также изоляционные поверхности концевых заделок необходимо периодически очищать от пыли и грязи, смоченной в бензине тканью, не оставляющей ворсинок. Более частой очистке должна подвергаться концевая кабельная арматура в цехах промышленных предприятий и зонах с проводящей пылью. Периодичность протирки и очистки концевой кабельной арматуры на данной электроустановке устанавливает главный инженер местного энергопредприятия.

6.8. Ремонт концевых заделок

При разрушении корпуса заделки и выгорании жил в корешке их ремонтируют так же, как и концевые муфты. При этом корпус заделки и детали нельзя использовать повторно.

Ремонт концевых заделок в стальных воронках при разрушении изоляции жил выполняют в следующей последовательности: разрушенную или пришедшую в негодность изоляцию жил (загрязнение, увлажнение) удаляют, сматывают один слой бумажной изоляции, производят подмотку в пять слоев с 50 %-ным перекрытием липкой поливинилхлоридной лентой или тремя слоями прорезиненной ленты с последующим покрытием изоляционными лентами или красками. Ремонт может быть выполнен и с применением лент ЛЭТСАР (два слоя) и ПВХ (один слой). При растрескивании, отслаивании, частичном уходе и значительном загрязнении заливочного состава, особенно когда эти дефекты сопровождаются заметным смещением жил между собой или к корпусу воронки (что может в свою очередь вызываться неправильным положением или отсутствием распорной пластины), следует произвести полную перезаливку стальной воронки.

Старый заливочный состав удаляют (выплавляется), воронку опускают вниз и очищают от копоти и грязи. После подмотки нового уплотнения (под воронку) воронку ставят на место.

Горловину воронки подматывают смоляной лентой, затем воронку вместе с кабелем прикрепляют к опорной конструкции хомутом. Проверяют правильность положения фарфоровых втулок, а затем используют заливочный состав.

Ремонт концевых заделок из поливинилхлоридных лент производят при попадании пропиточного состава в корешок или на жилы, при растрескивании и обрывах лент. Проводят демонтаж старых лент и подмотку на жилах новых лент ПВХ или ЛЭТСАР.

Ремонт эпоксидных концевых заделок при разрушении подмоток на жилах выполняют с демонтажом старых лент, восстановлением новых лент ЛЭТСАР и дополнительной подливкой эпоксидного компаунда с таким расчетом, чтобы ленты заходили в заливаемый компаунд не менее чем на 15 мм.

При течи пропитывающего состава по кабелю в корешке заделки обезжиривают нижнюю часть заделки на участке 40...50 мм и на таком же расстоянии участок брони или оболочки (для небронированных кабелей). На обезжиренный участок корпуса заделки и примыкающий к нему участок кабеля шириной 15...20 мм накладывают двухслойную подмотку из смазанной эпоксидным компаундом хлопчатобумажной ленты. Заливку ремонтной формы производят эпоксидным компаундом.

При нарушении герметичности в месте выхода жил из корпуса заделки обезжиривают верхнюю плоскую часть корпуса заделки и участки трубок или подмотки жил длиной 30 мм, примыкающие к корпусу. Устанавливают съемную ремонтную форму, размеры которой выбирают в зависимости от типоразмера заделки. Форму заливают компаундом. При нарушении герметичности на жилах обезжиривают дефектный участок трубки или подмотки жилы и накладывают ремонтную двухслойную подмотку из хлопчатобумажных лент с обильной обмазкой эпоксидным компаундом каждого витка обмотки или ленту ЛЭТСАР в три слоя.

При нарушении герметичности в месте примыкания трубки или подмотки к цилиндрической части наконечника обезжири-вают поверхность банджа и участок трубки или подмотки жилы длиной 30 мм. На обезжиренные участки накладывают двухслойную подмотку из хлопчатобумажных лент с обильной обмазкой компаундом каждого витка подмотки. Поверх подмотки накладывают плотный бандаж из крученого шпагата и обмазывают эпоксидным компаундом.

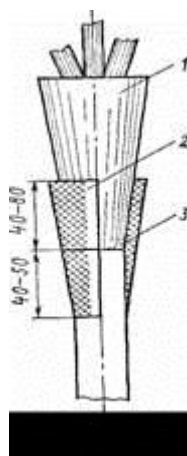


Рисунок 15. Установка ремонтной формы для устранения течи пропитывающего состава в месте ввода кабеля в корпус заделки:

1 – корпус заделки; 2 – ремонтная форма; 3 – место течи

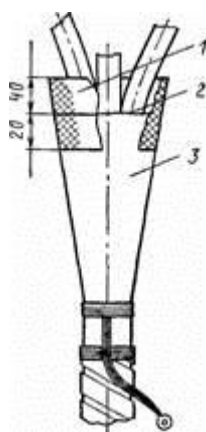


Рисунок 16. Установка ремонтной формы для устранения течи в месте выхода жил из корпуса заделки:

1 – ремонтная форма; 2 – место течи; 3 – корпус заделки

6.9. Ремонт кабельных линий 0,38...10 кВ

При выводе кабельной линии в ремонт следует определить характер и место повреждения. В зависимости от характера повреждения производится либо ремонт защитных покровов, либо ремонт бумажной изоляции и токопроводящих жил с монтажом соединительных и концевых муфт с последующей фазировкой и испытанием повышенным напряжением.

Для ремонта сухих заделок необходимо удалить обесцвеченные или растрескавшиеся ленты, проверить бумажную изоляцию на отсутствие влаги и наложить новые ленты, укрепив их бандажами. Рекомендации по применению способов оконцевания, соединения и ответвления алюминиевых жил кабелей до 10 кВ приведены в табл. 3, а медных жил – в табл. 4.

Конструкции соединительных гильз и наконечников показаны на рис. 6.5.

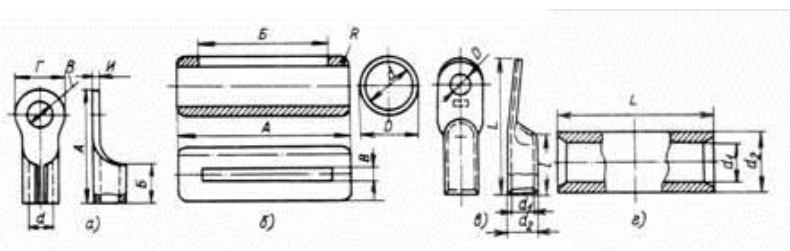


Рисунок 17. Соединительные гильзы и наконечники:

- a* – медный наконечник типа П; *б* – медная соединительная гильза для пайки; *в* – медный наконечник, закрепляемый опрессовкой;
- г* – медная гильза, закрепляемая опрессовкой

Для соединения и оконцевания медных и алюминиевых жил широко применяются различные прессы, выпускаемые промышленностью. Для опрессовки выбирают соответствующие наконечники или гильзы, пуансоны и матрицы. С концов жил снимают изоляцию на длину цилиндрической части наконечника или на половину длины гильзы. Секторные однопроволочные жилы скругляют с помощью прессов или клещей для скругления, многопроволочные жилы – с помощью плоскогубцев. Для алюминиевых жил применяют алюминиевые трубчатые гильзы и трубчатые алюминиевые

наконечники типа ТА или ТАМ (медная контактная часть). Внутреннюю часть наконечников и гильз протирают, зачищают и смазывают кварцевой пастой. Также подготавливают и жилы, после чего на них надевают наконечники или гильзы. Опрессовку для наконечников выполняют в один прием двузубым инструментом, в два приема – однозубым; гильзу спрессовывают в два приема двузубым инструментом и в четыре приема – однозубым.

Оконцевание алюминиевых однопроволочных жил выполняют также с помощью пиротехнических прессов ППО-95 и ППО-240; пуансоны и матрицы подбирают по сечениям жил. Изоляцию с жил снимают на длине 45 мм для кабелей сечением 25 мм²; 50 мм для 35...95 мм²; 55 мм для 120...240 мм².

Для опрессовки медных жил применяют медные гильзы и медные трубчатые наконечники. Жилы, гильзы и наконечники зачищают. На жилах наконечники спрессовываются одним вдавливанием, а гильза – одним с каждой стороны.

Наиболее распространенными способами соединения и оконцевания жил кабелей до 10 кВ являются пайка и опрессовка, т. е. способы, которые можно применить как при ремонте кабельных линий, так и в РУ.

Соединяют жилы между собой и жилой с наконечником с помощью расплавленного припоя. Многопроволочные жилы для облегчения надевания на них наконечников, гильз или стальных форм обжимают с помощью универсальных плоскогубцев. Однопроволочные жилы скругляют с помощью прессов или специальных обжимных клещей. С концов жил снимают изоляцию на длине половины гильзы или стальной формы плюс 10 мм.

Медные жилы паяют в медных облуженных гильзах оловянно-свинцовыми припоями с применением флюсов путем сплавления припоя непосредственно или путем налива расплавленного припоя в гильзы. При сплавлении припоя пламенем горелки нагревают гильзу с введенными в нее облуженными медными жилами и обильно смазанными флюсом, затем вводят палочку припоя в пламя горелки и заполняют гильзу расплавленным припоем.

**Область применения способов оконцевания и соединения
алюминиевых жил кабелей до 10 кВ**

Вид работы, способ выполнения	Сечение жил, мм ²	Рекомендации по применению
Оконцевание		
Опрессовка трубчатыми наконечниками ТА и ТАМ и штифтовыми наконечниками ШП	16-240	Следует применять
Штамповка наконечника из однопроволочной жилы пороховым прессом	25-240	Рекомендуется
Пайка наконечниками П	16-240	Следует применять
Пропано-кислородная сварка пластинами из сплава АДЗ-1Т1	50-240	Рекомендуется
Электродуговая сварка в защитном газе наконечниками ШАС	16-240	Допускается
Соединение		
Опрессовка трубчатыми гильзами	16-240	Рекомендуется до 1 кВ Допускается 6–10 кВ
Термитная сварка соединением жил встык	16-240	Следует применять
Пайка способом полива	16-240	То же
Пайка сплавлением припоя	16-240	Рекомендуется
Пропано-кислородная сварка в стальных формах	16-240	Следует применять

При втором способе стальной ковш с припоем в количестве 8...10 кг разогревают до температуры 245...270° С и устанавливают под местом пайки. Металлической ложкой припой из ковша заливают несколько раз в гильзы, тем самым разогревая их до температуры припоя.

**Область применения способов оконцевания и соединения медных жил
кабелей до 10 кВ**

Вид работы, способ выполнения	Сечение жил, мм ²	Рекомендации по применению
Оконцевание		
Опрессовка трубчатыми наконечниками	4-240	Следует применять
Пайка наконечниками П	1.5-240	То же
Пайка многопроволочной жилы с образованием монолита при втычном наконечнике	16-240	Допускается до 1 кВ
Соединение		
Опрессовка трубчатыми гильзами	16-240	Следует применять
Пайка гильз	4-240	Рекомендуется

Примечание. Рекомендации по применению означают (в соответствии с ПУЭ): *следует применять* – данное требование является преобладающим; *рекомендуется* – данное решение является одним из лучших, но не обязательным; *допускается* – данное решение применяется в виде исключения, как вынужденное.

Алюминиевые жилы между собой паяют цинко-оловянным или оловянно-медно-цинковым припоем. Жилы перед пайкой подготавливают либо ступенчатой разделкой по повивам для соединения в гильзах, либо в стальных формах со срезом жилы под углом 55°. Жилы однопроволочного исполнения подготавливают только со срезом под углом 55° (рис. 18).

Ступенчатая разделка жил по повивам (рис. 18) проводится с соблюдением следующих условий:

Сечение жил, мм ²	16...35	50...95	120...240
Количество ступеней	1	2	3
Длина участка жилы, очищенной от изоляции, мм ²	50	60	70

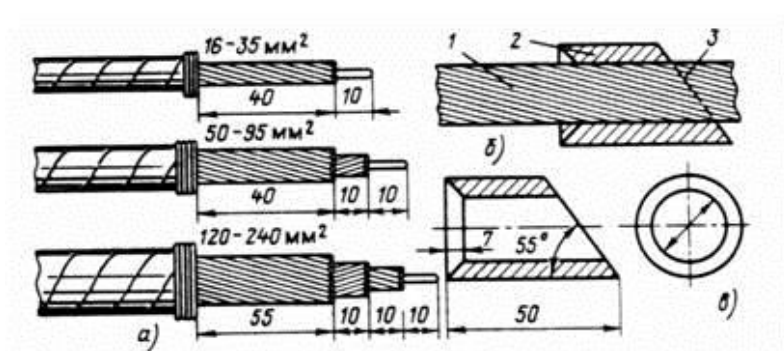


Рисунок 18. Подготовка алюминиевых многопроволочных жил под пайку:

а – ступенчатая разделка жил по повивам; *б* – разделка жилы под углом;

в – шаблон для оформления концов жил; *1* – жила; *2* – шаблон;

3 – линия среза жилы

Для соединения в гильзах или в стальных разъёмных формах концы жил обслуживают припоем марки «А» методом натирания, а затем оловянно-

свинцовым (рис. 19). Края изоляции обматывают асбестовым шнуром для защиты ее от обугливания. Перед пайкой рекомендуется устанавливать защитные экраны и подматывать асбестовый шнур. Пайку выполняют методом сплавления припоя в гильзу или форму, нагревая их пламенем горелки. Стальной мешалкой перемешивают припой и удаляют шлаки.

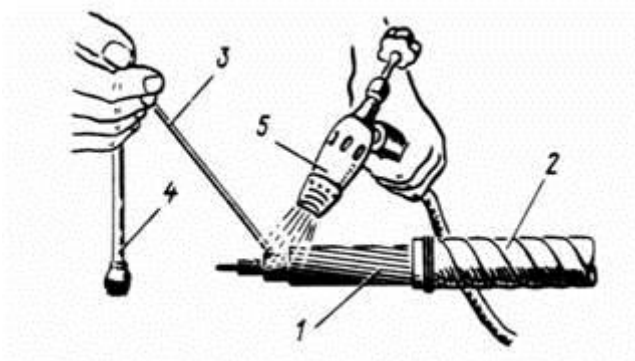


Рисунок 19. Облуживание жилы припоем:

1 – алюминиевая многопроволочная жила со ступенчатой разделкой;
2 – изоляция; 3 – палочка припоя; 4 – металлическая кисточка; 5 – горелка

Пайка методом полива предварительно разогретого припоя в чугунных тиглях осуществляется в стальных разъемных формах. Тигель с расплавленным припоем ЦО-12 располагается вблизи пайки. Лоток из стали прикрепляют к жилам и опускают на край тигля, с тем чтобы в результате полива металлической ложкой припой после прогрева стальной формы сливался в тигель. В результате жилы разогреваются до температуры 500...550 °С и размягчаются (рис. 20).



Рисунок 20. Соединение жил пайки поливом расплавленного припоя:

1 – ложка паяльная; 2 – форма; 3 – лоток; 4 – тигель; 5 – скребок

Одновременно с размягчением торцов жил, срезанных под углом 55° с них снимают скребком пленку окиси. Тигель с количеством припоя 7...8 кг разогревают перед пайкой каждой жилы, так как он быстро остывает.

При количестве припоя в тигле до 15...18 кг разогрев производят 1 раз. Алюминиевые жилы со срезом под углом 55° располагают в формах на расстоянии 2 мм друг от друга для снятия пленки окиси со всей поверхности косого среза, благодаря чему увеличивается площадь пайки и повышается ее качество.

Для соединения алюминиевых жил с медными применяют или медные облуженные гильзы, или стальные разъемные формы. Алюминиевые жилы предварительно облуживают припоем марки «А», а затем оловянно-свинцовым. Таким же припоем выполняется и пайка. При пайке припоем ЦО-12 в стальных формах медная жила предварительно облуживается оловянно-свинцовым припоем, алюминиевая жила обрезается под углом 55° .

Для оконцевания медных и алюминиевых жил применяют медные облуженные наконечники типа П. Изоляцию с жил снимают на длину цилиндрической части наконечника плюс 10 мм. Многопроволочные секторные жилы скругляют универсальными плоскогубцами, а однопроволочные – прессом или клещами для скругления. На медные жилы надевают наконечник, уплотняют асбестовым шнуром, вводят флюс и прогревают наконечник пламенем горелки. Затем оловянно-свинцовый припой вводят в разогретый наконечник. Припой, расплавляясь, заполняет все пространства между проволоками жилы и наконечником.

Многопроволочные алюминиевые жилы перед пайкой облуживают натирочным припоем марки «А», затем – оловянно-свинцовым. Пайку алюминиевых жил выполняют так же, как и медных.

Второй способ – используют в основном для пайки однопроволочных жил. Концы жил срезают под углом 55° , надевают наконечник на жилу, выполняют уплотнение снизу асбестовым шнуром для защиты бумажной изоляции от обугливания и от вытекания припоя во время пайки. Пайку

выполняют припоем ЦО-12 без применения флюса. Наконечник прогревают пламенем горелки и в него вводят палочку припоя; расплавленный припой заполняет пустоты между проволоками и наконечником; под слоем расплавленного припоя скребком снимают пленку окиси, которая переходит в шлак.

Способ разделки кабеля с бумажной изоляцией для монтажа свинцовых муфт приведен на рис. 21.

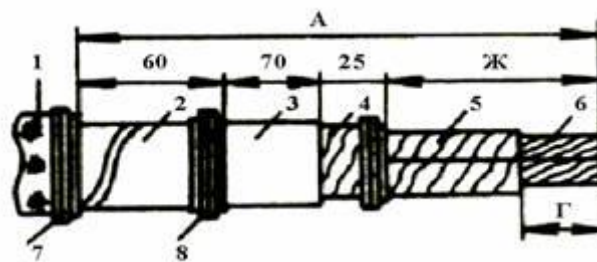


Рисунок 21. Разделка кабеля с бумажной изоляцией для монтажа свинцовых муфт:

- 1 – наружный покров; 2– броня; 3– оболочка;
- 4 – поясная изоляция; 5 – изоляция жил; 6 – жила кабеля;
- 7, 8 – проволочные бандажи

Разделка кабеля для монтажа чугунных соединительных муфт показана на рис. 22.

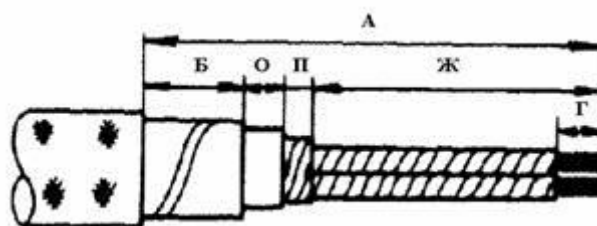


Рисунок 22. Разделка кабеля для монтажа чугунных муфт

7. ЭКСПЛУАТАЦИЯ ТРАНСФОРМАТОРОВ

В процессе эксплуатации трансформаторов осуществляют их оперативное и техническое обслуживание, а также планово-предупредительные ремонты. Координацию действий всех категорий эксплуатационного персонала по обслуживанию трансформаторов осуществляет руководство электроцеха или соответствующих служб, а на электросетевых предприятиях — руководство электросети или производственных служб предприятия электросети.

7. 1. Организация обслуживания трансформаторов

Оперативное обслуживание трансформаторов включает: управление режимом работы; проведение периодических и внеочередных осмотров; периодический контроль значений параметров, характеризующих режим работы, и анализ полученных данных; выполнение организационно-технических мероприятий по обеспечению безопасного технического обслуживания и ремонта.

Техническое обслуживание трансформаторов включает: профилактический контроль состояния изоляции и контактной системы, а также устройств охлаждения, регулировании к пожаротушения, выполняемый вне комплекса планово-предупредительного ремонта; работы по поддержанию надлежащего состояния изоляционного масла в трансформаторе, в баке устройства переключения под нагрузкой и во вводах, в том числе работы по восстановлению качества масла (сушка, регенерация) и его доливке; смазка и уход за доступными вращающимися и трущимися узлами, подшипниками устройств регулирования напряжения и охлаждения; периодическое опробование резервного вспомогательного оборудования, настройка, проверки и ремонты вторичных цепей и устройств защиты, автоматики, сигнализации и управления.

Планово-предупредительные ремонты трансформаторов включают текущий и капитальный ремонты, а также связанные с ними испытания и измерения. Работы по обслуживанию трансформаторов могут быть как плановыми, так и внеочередными. Плановые работы выполняются в

соответствии с заранее определенными объемом и сроками проведения; внеплановые — вследствие отказов трансформатора или его элементов, в связи с выявлением дефекта и т. д. Обслуживание силовых трансформаторов в энергосистемах проводится предприятиями электрических станций или электрических сетей.

Все повышающие и часть понижающих подстанций эксплуатируются с постоянным дежурным персоналом. Трансформаторные пункты в городских сетях и понизительные подстанции 110 В, также распределительные подстанции 20... 35 кВ эксплуатируются без постоянного персонала и обслуживаются разъездными бригадами. Функции по обслуживанию силовых трансформаторов распределяются между ремонтным и оперативки персоналом, персоналом, обслуживающим системы релейной защиты, и испытателями.

Ремонтный персонал (в основном электрослесари по ремонту оборудования) под руководством инженерно-технических работников (мастеров, начальников групп подстанций, инженеров служб) проводит капитальные и текущие ремонты трансформаторов, а также ряд эксплуатационных работ (отбор пробы масла, обтирку изоляции, техническое обслуживание устройств охлаждения и др.) и некоторые виды испытаний (проверку изоляции обмоток трансформатора, цепей питания электродвигателей систем охлаждения и пожаротушения, измерение сопротивлений контактной системы и ряд других).

Оперативный персонал участвует и оперативном обслуживании трансформаторов, а выявленные им дефекты записываются в специальный журнал и учитываются при планировании эксплуатационных и ремонтных работ. Кроме того, оперативный персонал участвует в приемке оборудования из ремонта. Установка релейной защиты и автоматики обслуживаются специальным персоналом.

Испытатели проводят профилактические проверки изоляции и контактной системы трансформатора. Проверяются также выключатели; разъединители, разрядники, системы охлаждения и регулирования напряжения

и др. Кроме того, персонал разрабатывает мероприятия по защите трансформаторов от перенапряжений. Некоторые виды испытаний могут проводиться ремонтным персоналом.

Режимы работы трансформаторов. Номинальным называется режим работы трансформатор при номинальных значениях напряжения, частоты и нагрузки, а также при оговоренных соответствующими стандартами или техническими условиями параметрах охлаждающей среды и условиях места установки. Трансформатор может длительно работать в этом режиме. Номинальные данные указываются предприятием-изготовителем на щитке, установленном на корпусе трансформатора.

Нормальным называется режим работ трансформатора, при котором его параметры отклоняются от номинальных пределах, допустимых стандартами, техническими условиями или инструкциями.

Для масляных трансформаторов классов напряжения 110кВ и выше при работе на любом ответвлении обмотки допускаются превышения напряжений 1,3 рази по отношению к номинальному значению в течение 20 с (предшествующая нагрузка номинальная) и в 1,15 раза в течение 20 мин (предшествующая нагрузка не более 0,5 номинальной).

Трансформаторы классов напряжения до 35 кВ включительно мощностью свыше (630 кВ-А и все трансформаторы классов напряжения от 110 до 1150 кВ включительно допускают продолжительную работу (при нагрузке не более номинальной), если напряжения на любом из ответвлений любой обмотки на 10% больше номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке не должно превышать наибольшее рабочее напряжение U_{max} которое зависит от класса напряжения Укл:

U, кВ..3	6	10	15	20	35	110	150	220	330	500	750
U_{max} , кВ ...	3,5	6.9	11.5	17.5	23	40.5	125	172	252	363	525	787

Допустимые продолжительные повышения напряжения для трансформаторов классов напряжения до 35 кВ включительно указаны в стандартах или технических условиях на эти трансформаторы

Аварийным называется режим работы трансформатора, при котором параметры выходят за рамки нормального режима.

7. 2. Оперативное обслуживание трансформаторов

Контроль режима работы. Периодический контроль режима работы трансформатора осуществляется путем проверки нагрузки, уровня напряжения и температуры масла с помощью измерительных приборов. Результаты измерений параметров фиксируются в суточной ведомости, на электростанциях и подстанциях о постоянным дежурным персоналом измерения производятся с периодичностью в Один-два часа; на подстанциях без постоянного дежурного персонала — при каждом посещении объекту разъездным оперативным персоналом или методом телеизмерений. При возникновении перегрузки контроль ведется чаще.

Дополнительно на гидроэлектростанциях и подстанциях без постоянную дежурного персонала, не оснащенных устройствами телеизмерения, не менее двух раз в год (обычно летом к зимой) должны производиться почасовые записи нагрузки для уточнений сезонных изменении режима работы трансформатора. Кроме того. осуществляется непрерывный автоматический контроль за перегрузкой.

Визуальный контроль состояния трансформатора. Для своевременного обнаружения неисправностей трансформаторов, которые при дальнейшем их развитии могут привести к авариям, все трансформаторы подвергаются периодическому внешнему осмотру (без отключения).

Плановые осмотры главных трансформаторов электростанций и подстанций, трансформаторов собственных нужд подстанций трансформаторов в зоне загрязнения производятся не реже одного раза в сутки на установках с постоянным дежурством оперативного персонала и не реже одного раза в месяц на установках без постоянного дежурства; остальные трансформаторы должны осматриваться не реже одного раза в неделю на установках с постоянным дежурным персоналом, одного раза в месяц на установках без постоянного дежурства и одного раза в шесть месяцев на трансформаторных пунктах.

При плановом периодическом осмотре проверяются:

- состояние внешней изоляции — вводов трансформатора, а также установленных на нем разрядников и опорных изоляторов (целостность фарфора, наличие трещин, степень загрязнения поверхности);

- целостность мембраны выхлопной трубы; состояние доступных уплотнений фланцевых соединений; отсутствие течи масла;

- состояние доступных для наблюдения контактных соединений. По маслоуказателям и масломерным стеклам определяют уровень масла в баке трансформатора и расширителя, а также обращении на цвет масла. Потемнение масла может свидетельствовать, например, о термическом разложении вследствие повышенного нагрева. Через смотровое стекло осматривается индикаторный силикагель в воздухоосушителя бака трансформатора вводов. Изменение цвета от голубого до розового свидетельствует об увлажнении сорбента и необходимости перезарядки воздухоосушителя.

Показателем состояния трансформатора может служить характер издаваемого им шума (прослушивание следует вести при остановленных вентиляторах). Свидетельством возможной неисправности служат потрескивание или щелчки, которые могут быть связаны с разрядами в баке (например, из-за обрыва заземлённой активности части), а также периодическое изменение уровня или тона шума.

Осмотры трансформатора следует проводить в светлое время суток или при включенном освещении. В темноте выявляются дефекты сами являющиеся источниками свечения: нагрев контактных соединений, коронные и другие виды частичных разрядов на поверхности внешней изоляции и др.

Внеочередные осмотры трансформаторов наружной установки необходимо производить при экстремальных атмосферных условиях: резкое снижение температуры окружающего воздуха, ураган, сильный снегопад, гололед. При этом проверяются уровень масла, состояние вводов, системы охлаждения.

Внеочередные осмотры проводятся также после короткого замыкания обмоток (КЗ) или при появлении сигнала газового реле, первом случае проверяется состояние токоведущих цепей, обтекавшихся током КЗ» а также изоляторов, перенёсших воздействие динамических нагрузок, по втором — состояние газового реле и его цепей. При необходимости внеочередной осмотр может производиться и с отключением трансформатора — когда необходимо более тщательное изучение элемента, состояние которого внушает сомнение, или когда доступ к проверяемому объекту невозможен без снятия напряжения.

Устройства релейной защиты, автоматики и сигнализации. Устройства релейной защиты, которыми снабжены силовые трансформаторы, должны реагировать на две группы событий: повреждение трансформатора и аварийные режимы работы,

К повреждениям, вызывающим срабатывание релейной защиты, относятся межфазные и однофазные замыкания в обмотках и на выводах, витковые замыкания в обмотках, частичный пробой изоляция вводов, а также повреждения, связанные с выделением газа и повышением давления в баке трансформатора и регулировочного устройства.

К аварийным режимам, на которые должны реагировать защиты трансформаторов, относятся появление сверхтоков, обусловленных внешними КЗ либо перегрузками, а также понижение уровня масла. Устройств релейной защиты устанавливаются в том же помещении, в котором находится щит управления, на специальных панелях. Для защиты трансформатора от повреждений в зависимости от мощности и характеру установки применяются:

- дифференциальная защита. Является основной защитой мощных силовых трансформаторов от внутренних повреждений; работает при КЗ внутри зоны, ограниченной двумя комплектами трансформаторов тока (принцип действия основан на сравнении значений и направления токов);

- токовая отсечка без выдержки времени. Устанавливается на трансформаторах небольшой мощности; является самой простой быстродействующей защитой от внутренних повреждений;

- защита от сверхтоков внешних КЗ (наиболее простой защитой этого вида является максимальная токовая защита);

- защита от перегрузки. Выполняется с действием на сигнал и состоит из реле тока и реле времени.

Широкое распространение благодаря своей относительной простоте и чувствительности к большому числу внутренних повреждений масляного трансформатора и его переключающих устройств получила газовая защита. Внутренние повреждения трансформатора, как правило, сопровождаются разложением масла и других изоляционных материалов с образованием летучих газов. Газы поднимаются к крышке трансформации и попадают в расширитель через газовое реле, установленное на маслопроводе, соединяющем расширитель с баком. Существует несколько типов реле, устанавливаемых на трансформаторах в зависимости от их мощности.

Рассмотрим конструкцию газового реле на примере реле типа BF80/Q (рис. 23). Основой реле является корпус 1, и верхней части которого скапливаются попавшие в реле пузырьки газа. Корпус снабжен двумя смотровыми застекленными окнами, позволяющими определить наличие газа и его приблизительный объем (по рискам на стекле). На крышке корпуса имеется кран для выпуска газа, в днище — отверстие для слива масла и шлама, закрытое вывинчивающийся пробкой.

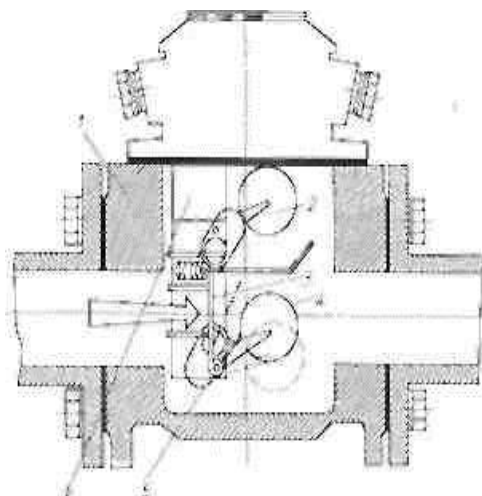


Рисунок 23. - Газовое реле

Изнутри на крышке закреплена выемная часть, реле, состоящая из трех реагирующих элементов 2, 3, 4, связанных с ними постоянных магнитов и управляемых этими магнитами герметичных контактов (герконов). Цепи герконов присоединены к выводам реле и специальным кабелем выведены в релейную схему газовой защиты трансформатору. Шарообразные пластмассовые пустотелые поплавки 2, 4 эксцентрично насажены на горизонтальную ось 5 и свободно вращаются на ней. Третий реагирующий элемент 3 имеет форму лопасти, также свободно вращающейся на горизонтальной оси и размещенной рядом с нижним поплавком.

При медленном выделении газа, характерном для небольших повреждений, происходит постепенное вытеснение масла из полости 6 реле. При достижении определенного объема газа (250 ... 300 см³) верхний поплавок опускается и связанный с ним магнит замыкает соответствующий геркон. При полном уходе масла из реле аналогичным образом срабатывает нижний поплавок (например, значительной течи из бака). При сильном повреждении, сопровождающемся бурным выделением газов, лопасть под давлением струи масла (показана стрелкой) или газомасляной смеси отклоняется на определенный угол, воздействуя на тот же контакт, что и нижний поплавок.

Таким образом, газовое реле способно различать степень повреждения трансформатора: геркон верхнего поплавка используется в качестве датчика сигнала, а геркон нижних элементов — для подачи команды на отключение. О причинах срабатывания, газовой защиты и о характере повреждения можно судить на основании исследования скопившегося в реле газа, определяя его количество, цвет и химический состав.

7. 3. Техническое обслуживание трансформаторов

Наиболее ответственным этапом технического обслуживания является эксплуатация трансформаторного масла, которое предназначено для изоляции находящихся под напряжением частей и узлов активной части трансформатора, для отвода тепла от нагревающихся при работе трансформатора частей, а также для предохранения твердой изоляции от быстрого увлажнения при про-

никновении влаги из окружающей среды. Эксплуатационные свойства масла определяются его химическим составом, который зависит главным образом от качества сырья и применяемых способов его очистки при изготовлении.

Для заливки трансформатора рекомендуется применять масло определенной марки. Однако допускается при соблюдении ряда условий производить заливку трансформаторов смесью масел.

Каждая партия масла, применяемая для заливки и доливки, должна иметь сертификат предприятия-поставщика, подтверждающий соответствие масла стандарту. Для масла, прибывшего вместе с трансформатором, соответствие стандарту подтверждается записью в паспорте трансформатора. Состояние трансформаторного масла оценивается по результатам испытаний, которые в зависимости от объема делятся на три вида:

испытание на электрическую прочность, включающее определение пробивного напряжения, качественное определение наличия воды, визуальное определение содержания механических примесей;

сокращенный анализ, включающий кроме названных выше определение кислотного числа, содержание водорастворимых кислот, температуры вспышки и цвета масла;

испытания в объеме полного анализа, включающие все испытания в объеме сокращенного анализа, определение $\text{tg } \delta$, натровой пробы, стабильности против окисления, а также количественное определение влагосодержания и механических примесей.

Пробу для испытания отбирают в сухие чистые стеклянные банки вместимостью 1 л с притертыми пробками, на которых укрепляют этикетки с указанием оборудования, даты, причины отбора пробы, а также фамилии лица, отобравшего пробу. Как правило, проба отбирается из нижних слоев масла. Методика испытания масла оговорена соответствующими стандартами (ГОСТ 6581-75*, 6370-83, 1547-84, 6356-75*).

Качество масла, заливаемого в трансформаторы напряжением до 220 кВ, оценивается по следующим показателям:

Кислотное число, мг КОН на 1 г масла, не более	0,02
Температура вспышки, °С, не ниже.....	150
при 90°С, %, не более	2,6
Натровая проба по ГОСТ 19296 — 73, балл, не более	0,4
Стабильность против окисления:	
содержание летучих низкомолекулярных кислот, мг КОН на 1 г масла, не более.....	0,005
массовая доля осадка после окисления, %	—
кислотное число окисленного масла, мг КОН на 1 г масла, не более.....	0,1
Температура застывания, °С, не выше.....	- 45
Вязкость кинематическая, (мг/с)ГО~6, не более	
при 20°С	28
при 50 °С	9
при ~30°С.....	1300

Пробивное напряжение масла в эксплуатации должно быть не менее 35 кВ/мм для трансформаторов классов напряжения 60... 220 кВ, не менее 25 кВ/мм — для классов напряжения 20... 35 кВ.

Периодичность испытаний масла должна быть такой, чтобы своевременно выявить недопустимое ухудшение характеристик масла, вызванное воздействием температуры, повышенных напряженностей поля, содержащегося в масле кислорода, контактирования с металлами (сталью, медью) и изоляционными деталями, а также воздействием случайных или непредусмотренных явлений (нарушение технологии изготовления, присутствие посторонних примесей и др.).

Рекомендуются следующие объем и периодичность испытаний масла:

перед первым включением трансформатора в работу проводится проверка масла в объеме сокращенного анализа для трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно и в объеме сокращенного анализа с измерением tg и влагосодержания масла — для трансформаторов напряжением 110 кВ и выше; для трансформаторов с азотной или пленочной защитой дополнительно контролируются газосодержание масла и состав газов в надмасляном пространстве;

в приработочный период, а именно через 10 дней и через месяц для трансформаторов 110...220 кВ, а для трансформаторов 330 кВ и выше также и

через три месяца, проводятся испытания в том же объеме, как перед включением; кроме того, через трое суток после включения и далее через 14 суток, один, три и шесть месяцев у всех трансформаторов напряжением 10 кВ и выше производится хроматографический анализ газов, растворенных в масле.

При дальнейшей эксплуатации испытания масла производят в соответствии с периодичностью текущих ремонтов.

Непосредственный контакт масла трансформатора или маслонаполненного ввода с атмосферным воздухом приводит к постепенному насыщению масла кислородом и увлажнению, как масляной, так и твердой изоляции. В результате увлажнения масла снижается его электрическая прочность, а насыщение кислородом приводит к ускоренному развитию окислительных процессов (старению). Для удаления из масла влаги используют способы центрифугирования, фильтрования и осушки масла.

Защита масла от увлажнения и старения. Для защиты масла от увлажнения и старения в процессе эксплуатации трансформатора в его конструкции используется ряд специальных устройств, а именно: расширитель, воздухоосушители, адсорбционные и термосифонные фильтры, устройств азотной пленочной защиты. Кроме того, для повышения стабильности масел применяют специальные антиокислительные и стабилизирующие присадки.

Адсорбционные масляные фильтры предназначены для непрерывной регенерации масла трансформатора в процессе его эксплуатации с циркуляционной (Ц) и дутьевой циркуляционной (ДЦ) системами охлаждения, обеспечивающими принудительную циркуляцию масла через фильтр. Аналогичные фильтры на трансформаторах с естественной масляной (М) и дутьевой (Л) системами охлаждения, когда циркуляция масла в фильтре обеспечивается только за счет разностей плотности нагретого и охлажденного масла, называют термосифонными. Количество сорбента 15 термосифонном фильтре должно составлять около 1 % массы масла в трансформаторе.

Принцип устройства пленочной защиты, заключается в наиболее полном удалении влаги и газа из изоляции и масла и их полной герметизации за счет

установки внутри расширителя эластичной емкости, предназначенной для компенсации температурного изменения объема масла при работе трансформатора. Эта емкость плотно прилегает к внутренней поверхности расширителя и масла и обеспечивает герметизацию масла от окружающей среды. Одновременно внутренняя часть эластичной емкости соединена патрубком с окружающим воздухом через воздухоосушитель, который препятствует конденсации влаги на ее внутренней поверхности. В трансформатора с пленочной защитой вместо предохранительной трубы устанавливают предохранительные клапаны, позволяющие обеспечить более надежную герметизацию.

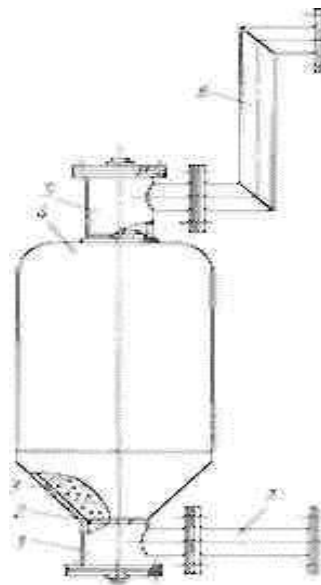


Рисунок 24. Термосифонный фильтр

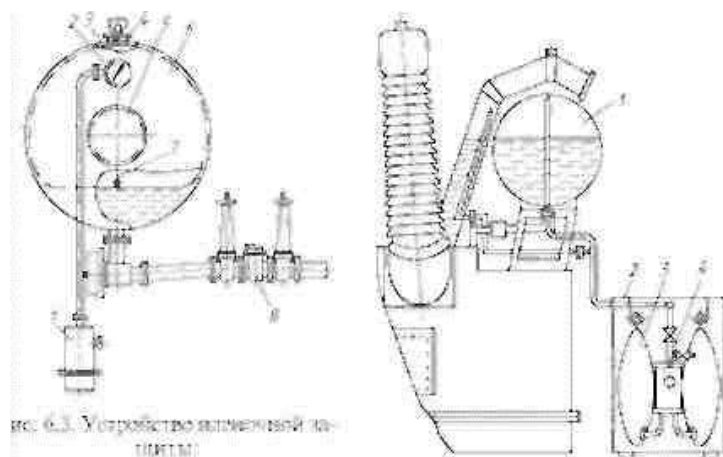
1 — бункер для удаления сорбента; 2 — метрическая решетка с сеткой, 3 — силикагель, (сорбент); 4 — корпус фильтра; 5 — бункер для подачи силикагеля; 6, 7 — трубы для подсоединения к баку соединена патрубком с окружающим воздухом через воздухоосушитель, который препятствует конденсации влаги на ее внутренней поверхности,

Азотная защита заключается в том, что микропустоты в изоляции и масле, образующиеся в результате тщательного удаления из них воздуха, а также надмасляное пространство заполняют сухим азотом и герметизируют от окружающей среды при помощи мягких резервуаров, служащих для

компенсации температурных изменений объема масла при работе трансформатора.

7. 4. Текущий ремонт трансформаторов

Текущие ремонты предназначены для проверки состояния ограниченного числа быстроизнашивающихся и относительно несложных в ремонте узлов и деталей с устранением обнаруженных дефектов, чтобы обеспечить безотказную работу трансформатора до следующего планового (текущего или капитального) ремонта. При (текущем ремонте производится осмотр и чистка узлов и деталей (как правило, относительно легкодоступный), в том числе загрязненной внешней изоляции» ликвидация небольших дефектов, замена неосновных узлов и деталей, а также измерения, испытания и осмотры с целью выявления и уточнения работ, подлежащих выполнению в ходе капитального ремонта.



Рисунки 25 и 26. Устройства пленочной и азотной защиты

Проводится комплекс работ по уходу за трансформаторным маслом, в который входит: спуск грязи и конденсата из расширителя; проверка маслоуказателя и доливка при необходимости масла в расширитель; проверка и смена сорбента в термосифонном (адсорбционном) фильтре и воздухе осушителях. Аналогичные работы выполняются на маслonaполненных вводах.

Производят очистку наружных поверхностей бака и крышки, проверку спускных кранов и уплотнений, целостность мембраны выхлопной трубы, предохранительного клапана. Осматриваются охлаждающие устройства, выполняется очистка их наружных поверхностей. Проверяют и смазывают

подшипники вентиляторов, электродвигателей, насосов. Осматривают и проверяют устройства регулирования под нагрузкой (привод, контактор), а также переключатель регулирования без возбуждения. Проверяют устройства релейной защиты, приборы контроля температуры и давления масла, систему азотной защиты, соответствующие вторичные цепи.

Одновременно с текущим ремонтом трансформатора проводят проверки и опробование устройств его защиты и автоматики, и том числе автоматики и сигнализации систем охлаждения и пожаротушения. В ходе текущего ремонта выполняются испытания изоляции и контактных соединений, в том числе сопротивления контактов переключателей ответвлений (на всех положениях).

Следует заметить, что сопротивление изоляции трансформаторов в эксплуатации измеряют при текущих ремонтах в тех случаях, когда специально для этого не требуется расшиновки трансформатора. Сопротивление изоляции измеряют при испытаниях, имеющих целью выяснение состояния трансформатора при появлении признаков неисправности.

Оценка состояния изоляции при текущем ремонте трансформатора производится в таком же объеме, как при вводе его в эксплуатацию. Обычно совмещают измерение характеристик изоляции трансформатора и его вводов.

Контрольные вопросы

1. Перечислите состав работ по оперативному и техническому обслуживанию трансформаторов.
2. Каково назначение устройств релейной защиты, автоматики и сигнализации, которыми снабжаются силовые трансформаторы?
3. Приведите классификацию испытаний трансформаторного масла. Укажите сроки, объем и методику этих испытаний.
4. Как защитить трансформаторное масло от увлажнения и старения?
5. Назовите цели и объем текущего ремонта трансформаторов.

8. ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

При организации электроремонтного производства следует учитывать размеры обслуживаемого района, расположение обслуживаемых объектов и масштабы их ремонтного фонда, а также возможность обеспечения электроремонтного предприятия электрической и тепловой энергией, водой, транспортом, квалифицированной рабочей силой и т.д. Помещения электроремонтных предприятий должны быть защищены от осадков и проникновения пыли.

Наряду с территориальными предприятиями электроремонта. существуют ремонтные заводы и цехи по ведомственной принадлежности. При такой организации ремонта у ремонтных предприятий снижается номенклатура ремонтируемых изделий, что позволяет создавать необходимые обменные фонды по всей номенклатуре (сокращает время замены неисправного оборудования), а также применять при ремонте специализированное оборудование (повышает качество и уменьшает стоимость ремонта).

При определении масштаба ремонтного предприятия следует иметь в виду не только объем парка обслуживаемого электрического оборудования, но и экономическую эффективность его работы. Исследования ряда авторов показали, что при увеличении числа условных ремонтных единиц до 5 тысяч штук происходит интенсивное снижение трудоемкости и себестоимости ремонта. При увеличении числа условных ремонтных единиц 5 до 70 тысяч штук снижение трудоемкости и себестоимости ' происходит со средней интенсивностью, а в интервале 70... 200 тысяч штук трудоемкость и себестоимость ремонта уменьшаются незначительно. Поэтому максимальный объем электроремонтного производства, при котором обеспечивается минимальная себестоимость ремонта, находится в пределах 160... 180 тысяч условных ремонтных единиц. При большем числе электрических машин, обслуживаемых одним ремонтным предприятием, себестоимость ремонта снижаться не будет.

Особое внимание при организации электроремонтного производства следует уделять качеству ремонта, чтобы в соответствии с задачами ремонта работоспособность электрического и электромеханического оборудования была бы полностью восстановлена. Это в свою очередь требует применения достаточно дорогого специализированного оборудования, окупающегося при достаточно высокой его загрузке. Иначе говоря, для создания эффективного производства необходимо иметь достаточное количество ремонтного оборудования,

Стоимость ремонта электрического и электромеханического оборудования достигает в настоящее время до 60 ... 50 % стоимости нового оборудования при практическом отсутствии его дефицита. Поэтому некачественный ремонт не имеет ил какого смысла. Если качественный ремонт невозможно обеспечить, то целесообразнее заменить вышедшее из строя оборудование на новое

8.1. Определение трудоемкости ремонта и численности ремонтного персонала

Для планирования производства и определения годовой программы ремонтного предприятия необходимо иметь сведения и количестве, мощности, режимах и условиях работы электрического и электромеханического оборудования, которое установлено на обслуживаемых этим предприятием производствах. Следует учитывать также возможное развитие (расширение) обслуживаемых производств на срок 5... 7 лет.

Все электрические машины, находящиеся в эксплуатации, разделяются на группы и зависимости от типа (асинхронные; синхронные, постоянного тока), мощности (малой — до 1.1кВт, средней — до [00.. .400 кВт. большой — свыше 400 кВт)» уровня

напряжения (низковольтные — до 1 кВ, высоковольтные — свыше 1 кВ) конструктивного исполнения и длительности межремонтного периода. При наличии указанных сведений по номенклатуре электрических машин,

подлежащих ремонту, годовая производительность электроремонтного предприятия в единицах продукции определяется по формуле:

$$P_e = K_p [(A_1/T_1 + A_2/T_2 + \dots + A_n/T_n) + (A_1/t_1 + A_2/t_2 + \dots + A_n/t_n)] \quad (1)$$

где A_1, A_2, \dots, A_n , — количество электрических машин в каждой групп.
 T_1, T_2, \dots, T_n , — средняя длительность ремонтного цикла для каждой группы машин, лет;

t_1, t_2, \dots, t_n — средняя длительность межремонтного периода для этих групп, лет; $K_0 = 1,3 - 1,6$ — коэффициент учитывающий развитие обслуживаемых производств и возможные случайные отказы.

Если текущие ремонты проводятся силами предприятия, 1_m , в котором эксплуатируются электрические машины, то из формулы (1) следует исключить первую составляющую в круглых скобках, определяя годовую производительность только по капитальным ремонтам.

Таким образом, число проходящих ежегодно ремонт и каждой (группе) электрических машин можно найти соответственно по формулам

$$a_1 = A_1/T_1 + a_1/t_1; \quad a_2 = A_2/T_2 + A_2/t_2; \quad \dots; \quad a_n = A_n/T_n + A_n/t_n \quad (2)$$

Годовая трудоемкость работ по ремонту обслуживаемого парка электрических машин определяется по формуле:

$$T_p = (A_1/T_1) M_1 + (A_1/t_1) m_1 + (A_2/T_2) M_2 + (A_2/t_2) m_2 + \dots \\ \dots + (A_n/T_n) M_n + (A_n/t_n) m_n \quad (3)$$

M и T — среднее нормативное время соответственно капитального и текущего ремонта для каждой группы электрических машин.

Нормативное время ремонта зависит от типа электрической машины (I — коллекторная; II — синхронная; III — с фазным ротором) и ее конструктивного исполнения, частоты вращения, напряжения и вида ремонт. Для низковольтных асинхронных двигателей (менее 1000 В) с короткозамкнутой обмоткой ротора мощностью до 630 кВт и частотой вращения 1500 об/мин на ремонтах заводах электротехнической промышленности используются трудоемкости ремонту, приведенные в табл. 5.

Таблица 5

Мощность, кВт	Нормы трудоемкости ремонта, чел. ч		Мощность, кВт	Нормы трудоемкости ремонта, чел. ч	
	Капит.	Текущий		Капит.	Текущий
До 0,8	11	2	56.. 75	69	15
0,8.. 1,5	12	2	76.. 100	85	18
1,6..3.0	13	3	101. ..125	110	22
3,1.. 5,5	15	3	126. ..160	130	27
5,6 ..10,0	20	4	161..,200	140	30
11...17	27	6	201...250	155	33
18...22	32	7	251...320	175	36
23...30	40	8	321...400	195	40
31...40	47	10	401...500	225	44
31...40	55	12	501. .630	260	52

Для расчета норм трудоемкости ремонта других электрических машин вводятся дополнительные коэффициенты трудоемкости: K_n — для скоростей, отличных от 1500 об/мин; K_i - для напряжения питания свыше 1000 В; K_t — для другие типов машин. Ниже приведены значения этих коэффициентов:

n, мин-1.....	3000	1500	1000	750	600	500
K_n ..,.....	0,8	1,0	1.1	1,2	1,4	1,5
Тип машины,.....	1	1	II	II	III	III
K_t ..,.....	1,8			1,2		1,3
Напряжение, В	от1000 до 3300		свыше 3300 до 6600			
K_i	1,7		2,1			

Таким образом, трудоемкость капитального M и текущую t ремонтов электрической машины мощностью j можно определить по формулам:

$$M_j = M_{j\text{баз}} K_n K_t K_i \quad (4)$$

$$m_j = m_{j\text{баз}} K_n K_t K_i \quad (5)$$

где $M_{j\text{баз}}$, $m_{j\text{баз}}$ — трудоемкость соответственно капитальной и текущей ремонта базового асинхронного двигателя мощности; (см. табл. 4).

Для крупных высоковольтных электрических двигателей и генераторов нормы трудоемкости ремонта определяются предприятиями-изготовителями

Пример. Определить трудоемкость капитального и текущего ремонтов синхронного двигателя мощностью 500 кВт, напряжение! 3,3 кВ, имеющего номинальную скорость 600 мин-1.

$$M_{500} = M_{j\text{баз}} K_{п} K_t K_n = 225 \cdot 1,4 \cdot 1,2 \cdot 1,7 = 643 \text{ чел-ч,}$$

$$m_{500} = m_j \text{ баз } K_{п} K_t K_n = 44 \cdot 1,4 \cdot 1,2 \cdot 1,7 = 126 \text{ чел-ч.}$$

Рассчитав, по формулам (3) ... (5) трудоемкость ремонта всего парка обслуживаемых двигателей, определяют число производственных рабочих N необходимых для выполнения, годовой программы T_p :

$$N = \frac{T_p}{\Phi} \quad (6)$$

где Φ — годовой фонд времени одного рабочего, равный при 41- часовой рабочей неделе 1360 ч (отпуск 15 дней), 1840 ч (отпуск 13 дней), 1320 ч (отпуск 24 дня).

Рассмотренная методика является весьма трудоемкой и требует большого объема не всегда доступной информации, что ведет к ошибкам при расчетах. Поэтому на практике часто пользуются укрупненной методикой расчета суть, которой состоит в следующем.

Вводится понятие условной единицы ремонта, за которую принимают трудоемкость ремонта одного асинхронного двигателя с короткозамкнутой обмоткой ротора мощностью 5 кВт. напряжение 220/380 В, со скоростью 1500 мин-1, имеющем степень защиты IP23. При отсутствии точных данных по структуре электродвигателей их количество определяется по числу установленных на предприятии станков. Для перехода к условным ремонтным единицам R (к условным двигателям мощностью 5 кВт) количество станков n умножают на коэффициент $K_{тип}$

$$R = n K_{тип} \quad (7)$$

где $K_{тип} = 2,8-3,2$ (для автомобильных заводов); $3,5-4,5$ (для заводов тяжелого машиностроения), $3,0 - 3,2$ (для подшипниковых заводов и заводов промышленности); $3,0-3,5$ (для станкоинструментальных заводов); $3,3-4,3$ (для завода строительного, дорожного и коммунального машиностроения).

Суммируя число условных ремонтных единиц на обслуживаемых предприятиях, получают их суммарное число ΣR . Далее по методике определяют продолжительность ремонтного цикла и межремонтного периода в зависимости от характера производства, и по формулам (3) и (6) — годовую трудоемкость и число производственных рабочих ремонтного предприятия. Γ омонтноеч рудоемкость и число и

Если известна средняя мощность установленных на предприятиях двигателей, и она отличается от 5 кВт, то приведение к условным ремонтным единицам осуществляют с помощью коэффициентов:

Средняя мощность, кВт.....	1	3	5	7	10	15	20	30
40	55	75	100					
Коэффициент приведения	0,69	0,78	1	1,19	1,25	1,5	1,8	2,1
2,2	2,3	3,7	4,6					

Рассчитанную по такой укрупненной методике трудоемкость ремонта обычно увеличивают из 30% для учета имеющихся на предприятии электрических двигателей, установленных на вспомогательном оборудовании.

По известному количеству основных рабочих N определяют число ;вспомогательных рабочих $N_{\text{всп}}$, инженерно-технические работников, служащие и младшего обслуживающего персонала $N_{\text{сл}}$:

$$N_{\text{всп}} = aN; \quad N_{\text{исп}} = b(N + N_{\text{всп}}) \quad N_{\text{сл}} = c(N + N_{\text{всп}})$$

Примерное распределение основных рабочих электроремонтного предприятия по профессиям определяется трудоемкостью соответствующей группы работ по ремонту.

В соответствии с приведенной трудоемкостью отдельных видов работ распределение основных рабочих по профессиям выглядит примерно следующим образом: электрообмотчики — 40 %, электрослесари — 37%, электромонтеры испытательной станции — 3 %, станочники — 5 %, пропитчики — 4 %, остальные — 11%.

8. 2. Структура цеха по ремонту электрических машин и пускорегулирующей аппаратуры

Структура электроремонтного предприятия и состав его оборудования определяются в основном номенклатурой и объемом ремонтируемого оборудования. Поскольку форма организации ремонта электрических машин, трансформаторов и другого электротехнического оборудования является цеховой, то далее будем рассматривать именно эту форму организации ремонта. Следует отметить, что ремонтный цех может быть как самостоятельной производственной единицей, так и являться одним из цехов крупного отраслевого предприятия. В последнем случае на предприятии поддается дополнительно центральная электротехническая лаборатория.

В ремонтном цехе производится следующие работы:

- капитальный ремонт электрических машин, включая их реконструкцию и модернизацию;
- средний и текущий ремонт;
- ремонт и изготовление, и пускорегулирующей аппаратуры,
- изготовление электромонтажных частей для электрических машин и аппаратов;
- изготовление электромонтажных узлов заготовок;
- ремонт и изготовление технологической оснастки для ремонта;

Все работы, проводимые в этом цехе можно разбить на восемь видов: предремонтные, разборочно – дефектировочные, изоляционно-обмоточные, слесарно-механические, комплектовочные, сбоечные, отделочные послеремонтные. Соответственно в состав этого цеха должны входить следующие отделения и участки:

- склады поступающей и готовой продукции (территориально они быть объединены в один склад);
- испытательный участок;
- участок разборки, мойки и дефекации машин и аппаратов;

- ремонтно-механический участок;
- кузнечно-сварочный и участок;
- отделение ремонта контактных колец, коллекторов и щеточных аппаратов электрических машин и восстановление контактов электрических аппаратов;
- обмоточное отделение;
- участок восстановления обмоточных проводов (в ряде случаев здесь осуществляется и изготовление нового обмоточного провода);
- пропиточно-сушильный участок с отделением окраски;
- участок комплектации и сборки электрических машин и аппаратов;
- испытательная станция.

Кроме указанных участков, в цехе могут быть участки гальванопластики и столярная мастерская. Типовая схема ремонта представлена на рис. 18. Отметим, что ремонт электрические аппаратов может быть выделен в отдельное производство (отделение).

Испытательный участок. Здесь проводят предремонтные испытания для выявления неисправностей электрических машин, поступивших в ремонт. Помимо внешнего осмотра здесь измеряют активные сопротивления и сопротивление изоляции обмоток, проверяют целостность подшипников (при работе машины холостом ходу), правильность и плотность прилегания щеток к коллектору контактным кольцам, проверяют уровень вибрации.

Участок должен быть оснащен подъемно-транспортным и электроизмерительным оборудованием, а также испытательными стендами.

Участок разборки, мойки и дефекации. Здесь производят очистку машин перед разборкой, разбирают ее на отдельные узлы и детали и производят их дефекацию (определяют их состояние и степень износа, объем необходимого ремонта), передают неисправные детали и узлы для ремонта на соответствующие участки, а исправные — на участок комплектации. По итогам дефекации ведомость и определяются необходим объем ремонта и потребность и комплектующих изделиях. Участок должен быть оснащен

подъемно-транспортным и моечным оборудованием механическими и электрическими инструментами для разборки машин, станками для удаления обмотки, печью для выжига (нагрева) изоляции, приспособленными для выведения ротора из статора.

Ремонтно-механический и кузнечно-сварочные участки. Здесь ремонтируют изношенные и изготавливают новые конструктивные детали электрических машин и аппаратов — валы, корпуса подшипников скольжения, крышки подшипников и др. Здесь же ремонтируют и изготавливают новые токоведущие части, такие как контактные кольца, коллекторы, щеточные механизмы, кон такты. На этом участке производят ремонт и перешихтовку магнитопроводов (сердечников), а также механическую обработку и восстановление резьбовых соединений. Кроме того, на этом участке изготавливают необходимую для ремонта технологическую оснастку.

Участки оснащены соответствующим парком универсальных станков для механической обработки деталей, подъемно-транспортным оборудованием, прессами и ножницами для резки металла, универсальным сварочным и слесарным оборудованием.

Обмоточное отделение. Здесь ремонтируют старые и изготавливают новые обмотки электрических машин и аппаратов, восстанавливают поврежденный обмоточный провод, осуществляют укладку, пропитку и сушку обмоток, производят сборку рабочей схемы соединения обмоток и осуществляют контроль изоляции обмоток в процессе ее изготовления и укладки.

Участок пропитки и сушки должен иметь хорошую вытяжную вентиляцию. Подъемно-транспортное оборудование рассчитывается на узлы, имеющие максимальную массу (как правило, это статоры наиболее крупных машин).

В отделении окраски проводят отделочные работы и окраску машин и аппаратов после сборки и испытаний. Там устанавливаются станки для очистки и изолировки проводов, намотки обмоток, резки и формовки изоляции, пресса

для формовки катушек из прямоугольного провода, специальные станки для бандажировки обмоток. Отделение оснащено инструментом для пайки и сварки проводов, необходимым пропиточным оборудованием и сушильными шкафами.

Участок комплектации и сборки. Сюда направляются исправные чистые узлы и детали с участка разборки и дефектации, отремонтированные узлы и детали из остальных отделений, а также недостающие комплектующие детали (крепеж, подшипники качения и т. п.). Полный машинокомплект поступает на сборку, где осуществляются поузловая и общая сборка электрических машин и аппаратов. Здесь производится и балансировка роторов электрических машин.

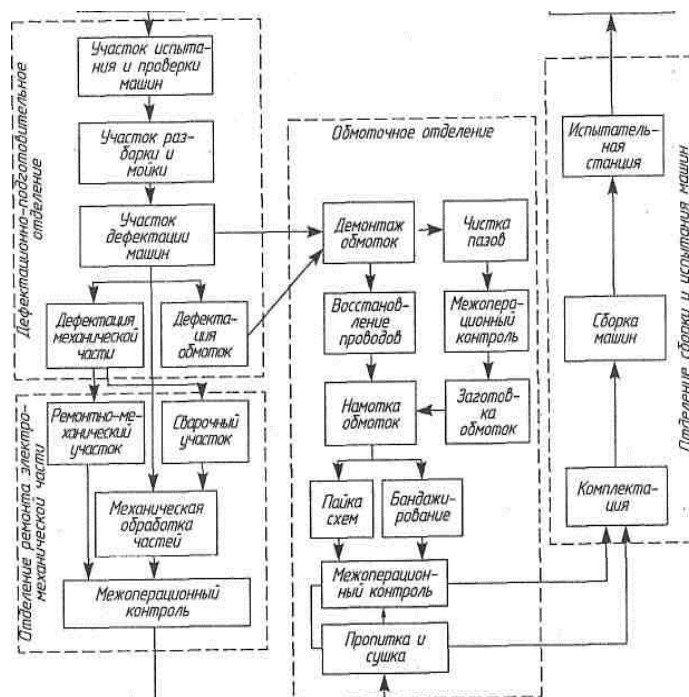


Рисунок 27 . Типовая структурно-технологическая схема ремонта электрических машин

Участок оснащен практически тем же оборудованием, что и участок разборки (за исключением моечного оборудования и оборудования для удаления обмоток). Кроме того, здесь установлены балансировочные станки.

Испытательная станция. Здесь проводятся после ремонтного испытания электрических машин и аппаратов по соответствующим программам, а также испытания новых конструкций, узлов и деталей, изготовленных в процессе реконструкции или модернизации.

Станция оснащена подъемно-транспортным оборудованием и испытательными стендами, включая стенды для высоковольтных испытаний, а также соответствующим защитным оборудованием. Территория станции имеет ограждение для предотвращения доступа на нее постороннего персонала предприятия.

8. 3. Структура цеха по ремонту трансформаторов

Трансформаторы считаются самыми надежными элементами электрической системы. По сравнению с другими видами электрического и электромеханического оборудования они отличаются (к шее высокой надежностью в эксплуатации. Однако это утверждение справедливо только при соблюдении всех правил хранения, транспортировки, монтажа и эксплуатации, а также при условии качественного проведения ремонтов.

В цехе по ремонту трансформаторов проводятся следующие работы:

- капитальные ремонты трансформаторов, включая реконструкцию и модернизацию;
- средние и текущие ремонты; изготовление запасных частей для трансформаторов;
- ремонты маслонаполненных электрических аппаратов.

Аналогично ремонту электрических машин все работы, проводимые в этом цехе, можно разбить на восемь основных видов: предремонтные, разборочно-дефектировочные, обмоточные, слесарно-механические, комплектовочные, сборочные, отделочные и послеремонтные. Соответственно в состав этого цеха должны входить следующие отделения и участки:

- склады неисправных и отремонтированных трансформаторов;
- испытательный участок;

- участок осмотра, разборки и дефектировки трансформаторов и маслонаполненных аппаратов;
- участок чистки и мойки баков;
- сварочно-механический участок, на котором проводится и ремонт систем регулирования напряжения;
- отделение подготовки масла (масляное хозяйство);
- участок ремонта магнитопроводов (сердечников), оборудованный стационарной установкой для лакирования пластин (для специализированных предприятий с большим объемом работ);
- отделение по ремонту и изготовлению обмоток; сушильно-пропиточное отделение;
- склад комплектующих изделий и инструментов;
- сборочный участок;
- участок заливки трансформаторов маслом;
- испытательная станция;
- участок окраски баков.

Подробное описание работ, проводимых на каждом участке ремонта трансформаторов, приведено в разделе IV. Поскольку поступающие в ремонт трансформаторы весьма разнообразны по мощности, габаритным размерам, напряжению и конструктивному исполнению, в большинстве случаев используется индивидуальный метод ремонта, с использованием технологий заводов-изготовителей трансформаторов.

Особенностью цеха по ремонту трансформаторов является наличие масляного хозяйства, а также необходимость выполнения значительного объема работ по подготовке масла. При ремонте масло либо восстанавливают, либо заменяют на новое, для чего нужно иметь достаточное количество масла и емкостей для хранения, в цеху должны быть проложены маслопроводы и установлена маслоочистительная аппаратура. Трансформаторное масло является горючим материалом, поэтому особое внимание необходимо уделять пожарной безопасности цеха, особенно участкам, на которых проводится работа с маслом.

В отличие от других электротехнических изделий любой ремонт трансформатора, связанный со вскрытием бака и разборкой трансформатора, является капитальным. Это объясняется тем, что после вскрытия трансформатора независимо от масштаба ремонта необходимо выполнить большой объем обязательных работ, таких как обработка масла, замена сорбентов и уплотнений, сушка активной части, контрольные испытания и ряд других. Эти работы занимают много времени и требуют значительных материальных затрат.

8.4. Структура центральной электротехнической лаборатории

Если ремонтные цехи входят в состав крупного отраслевого предприятия (машиностроительный, металлургический, электротехнический завод и т. п.), то в их составе или независимо от них должна быть предусмотрена центральная электротехническая лаборатория, сотрудники которой проводят текущее обслуживание электрического и электромеханического оборудования, а также участвуют в проведении его ремонта. В составе этой лаборатории обычно предусматриваются следующие подразделения.

Лаборатория электрических измерений, в которой осуществляются ремонт и поверка практически всех используемых электроизмерительных приборов, а также их проверка на месте установки. Сотрудники этой лаборатории проводят контроль за эксплуатацией электроизмерительных приборов на месте установки.

Лаборатория электротехнических испытаний, в которой проводятся послеремонтные и эксплуатационные испытания трансформаторов и высоковольтных двигателей, реакторов и вентильных разрядников, профилактические испытания изоляции высоковольтных выключателей, разъединителей и других коммутационных аппаратов, комплексных распределительных устройств и высоковольтных кабельных линий. Здесь же проводятся испытания всех устройств защиты электротехнических установок, измерение сопротивления заземляющих устройств и контроль за качеством

трансформаторного масла, жидких негорючих диэлектриков и других изоляционных материалов.

Лаборатория электрического привода, в которой исследуются режимы работы электроприводов и проверяется действие их защит. Сотрудники этой лаборатории принимают участие в пусконаладочных работах и разрабатывают и осуществляют мероприятия по внедрению на предприятии новой техники, замене морально устаревшего оборудования и его модернизации. Кроме того, они проводят наладку оборудования после ремонтов.

Лаборатория промышленной электроники, в которой осуществляется ремонт и наладка электронного оборудования, используемого на предприятии, включая контроль за работой силовых полупроводниковых устройств и систем управления. Здесь же могут проводиться работы по контролю и наладке систем дистанционного управления, сигнализации и измерений, а также по разработке оптимальных режимов контроля и управления.

Лаборатория релейной защиты и автоматики, в которой осуществляется проверка всех видов устройств релейной защиты и сетевой автоматики, установленных на подстанциях и в распределительной сети предприятия. Здесь разрабатываются программы по вводу новых объектов электроснабжения и ремонту действующих электрических установок, изготавливаются и ремонтируются комплектные устройства, используемые для проверок работы оборудования. В этой лаборатории испытываются новые защитные устройства и проходят поверку установленные на предприятии электроизмерительные приборы и счетчики.

Пусконаладочная лаборатория, в которой осуществляется контроль за результатами наладки нового или отремонтированного электрического и электромеханического оборудования, если она проводится сторонними организациями, или самостоятельная наладка этого оборудования, если участие сторонних организаций в наладке не предусмотрено.

Лаборатория режимов электроснабжения, в которой собираются и анализируются данные по работе систем электроснабжения, освещения и

электропривода, а также определяются и контролируются рациональные режимы питания цехов предприятия и отдельных крупных энергетических объектов. В этой лаборатории разрабатывают и осуществляют мероприятия по минимизации потерь электрической энергии и оптимальной работе устройств компенсации реактивной мощности.

На предприятиях электротехнического профиля, как правило, создается лаборатория надежности, в которой собираются и обрабатываются данные по отказам электрического и электромеханического оборудования, а также выявляются причины этих отказов.

Кроме рассмотренных задач центральная электротехническая лаборатория контролирует график нагрузки, осуществляет надзор за правильной и безопасной эксплуатацией всех высоковольтных установок предприятия, участвует в составлении и реализации договора электроснабжения с местной электроэнергетической системой.

Контрольные вопросы

1. От чего зависит трудоемкость ремонтов электротехнического оборудования?
2. Как рассчитать численность работников электроремонтного предприятия?
3. Назовите основные виды работ, проводимых при ремонте электрических машин?
4. Назовите основные виды работ, проводимых при ремонте трансформаторов?
5. Каковы основные задачи центральной электротехнической лаборатории?

9. ПРАКТИЧЕСКИЕ ЗАДАНИЯ ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Практическое занятие № 1

Виды испытаний электрооборудования

Цель испытаний электрооборудования – проверка соответствия требуемым техническим характеристикам, установление отсутствия дефектов, получение исходных данных для последующих профилактических испытаний, а также изучение работы оборудования.

Различают следующие виды испытаний: 1) типовые; 2) контрольные; 3) приемо-сдаточные; 4) эксплуатационные; 5) специальные.

Т и п о в ы е испытания нового оборудования, отличающегося от существующего конструкцией, материалами или технологическим процессом, принятым при его изготовлении, выполняются заводом-изготовителем с целью проверки соответствия всем требованиям, предъявляемым к оборудованию данного типа стандартами или техническими условиями.

К о н т р о л ь н ы м испытаниям подвергается каждое изделие (машина, аппарат, прибор и т. д.) при выпуске с завода-изготовителя для проверки соответствия выпускаемого изделия основным техническим требованиям. Контрольные испытания выполняются по сокращенной (по сравнению с типовыми испытаниями) программе.

П р и е м о - с д а т о ч н ы м испытаниям подвергается по окончании монтажа все вновь вводимое в эксплуатацию оборудование для оценки пригодности его к эксплуатации.

Оборудование, находящееся в эксплуатации, в том числе вышедшее из ремонта, подвергается **э к с п л у а т а ц и о н н ы м** испытаниям, целью которых является проверка исправности его. Эксплуатационными являются испытания при капитальных и текущих ремонтах и профилактические испытания, не связанные с выводом оборудования в ремонт.

С п е ц и а л ь н ы е испытания проводятся для исследовательских и других целей по специальным программам.

Программы (а также нормы и методы) типовых и контрольных испытаний установлены ГОСТами на соответствующее оборудование.

Объем и нормы приемо-сдаточных испытаний определены «Правилами устройства электроустановок».

Эксплуатационные испытания проводятся в соответствии с «Объемами и нормами испытаний электрооборудования» и «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей».

При приемо-сдаточных и эксплуатационных испытаниях необходимо дополнительно учитывать требования заводских и ведомственных инструкций.

Определенная часть испытательных работ является общей при наладке различных элементов электроустановок. К таким работам относятся проверка схем электрических соединений, проверка и испытание изоляции и др. В этой главе рассмотрены только общие вопросы проведения этих испытаний; специфические особенности наладки отдельных видов оборудования освещены в других главах.

Проверка схем электрических соединений

Проверка схем электрических соединений предусматривает следующее.

1. Ознакомление с проектными схемами коммутации как принципиальными (элементными), так и монтажными, а также кабельным журналом.

2. Проверка соответствия установленного оборудования и аппаратуры проекту.

3. Осмотр и проверка соответствия смонтированных проводов и кабелей (их марки, материала, сечения и др.) проекту и действующим правилам.

4. Проверка наличия и правильности маркировки на оконцевателях проводов и жил кабелей, клеммниках, выводах аппаратов.

5. Проверка качества монтажа (надежности контактных соединений, укладки проводов на панелях, прокладки кабелей и т. п.).

6. Проверка правильности монтажа цепей (прозвонка).

7. Проверка схем электрических цепей под напряжением.

Цепи первичной и вторичной коммутаций проверяют в полном объеме при приемо-сдаточных испытаниях после окончания монтажа электроустановки. При профилактических испытаниях объем проверки коммутации значительно сокращается. Обнаруженные в процессе проверки ошибки монтажа или другие отступления от проекта устраняют наладчики или монтажники (в зависимости от объема и характера работы).

Принципиальные изменения и отступления от проекта допустимы только после согласования их с проектной организацией. Все изменения должны быть показаны на чертежах.

Проверка правильности монтажа

(прозвонка)

Правильность монтажа, выполненного свободно и наглядно в пределах одной панели, шкафа, аппарата, может быть проверена визуально прослеживанием проводов. Во всех остальных случаях правильность монтажа цепей определяют прозвонкой.

В пределах одной панели, шкафа прозвонка цепей может осуществляться с помощью простейшего прозвоночного устройства. Устройства такого типа легко изготовить на месте проведения наладочных работ. В прозвоночных устройствах с лампочкой заметно искрение при размыкании цепи, содержащей катушку с железным сердечником; по искрению и судят об исправности катушки (отсутствие обрывов и витковых замыканий).

Более совершенное прозвоночное устройство содержит миниатюрный магнитоэлектрический вольтметр. Если вольтметр градуирован в Омах, устройство становится по существу омметром, аналогичным прибору типа М-57.

При прозвонке цепей на панели или коротких отрезков кабелей, не выходящих за пределы одного помещения, можно пользоваться также понижающим трансформатором (220/12 в) с лампой или мегомметром.

Длинные отрезки кабеля, концы которых расположены в разных помещениях, лучше всего прозванивать с помощью двух микрофонных трубок. Телефоны и микрофоны обеих трубок соединяют в последовательную цепочку с источником постоянного напряжения 3 – 6 в (сухие элементы или аккумуляторы) через прозваниваемую и вспомогательную жилы кабеля. В качестве обратного провода могут быть использованы металлическая оболочка кабеля либо заземленные конструкции.

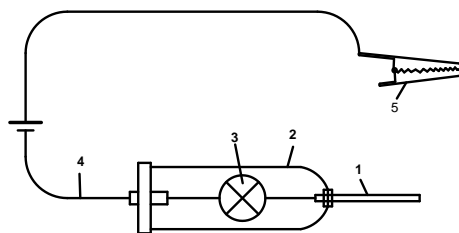


Рисунок 28. Простейшее прозвоночное устройство:

1 – щуп из медной проволоки диаметром 2,5-4 мм, длиной 50-60 мм; 2 – пластмассовый просвечивающийся футляр; 3 – лампочка напряжением 2-6 в; 4 – соединительные провода; 5 – зажим типа «крокодил».

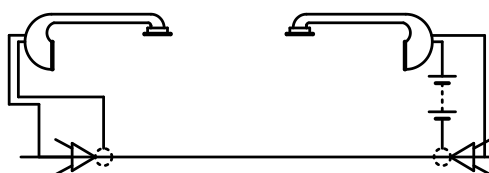


Рисунок 29. Схема прозвонки кабеля с помощью микрофонных трубок.

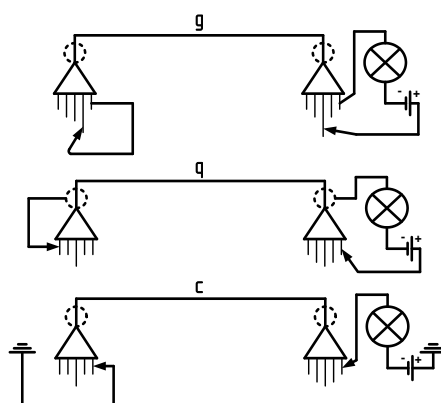


Рисунок 30. Схема прозвонки длинного кабеля пробником:

a – при поочередном заземлении жил на удаленном конце; *б* – при использовании металлической оболочки кабеля в качестве обратного провода; *в* – при использовании одной из жил в качестве обратного провода.

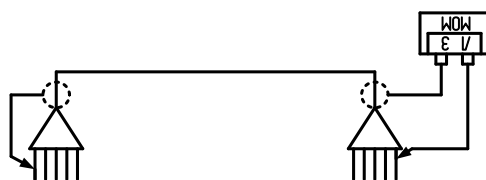


Рисунок 31. Схема прозвонки длинного кабеля мегомметром.

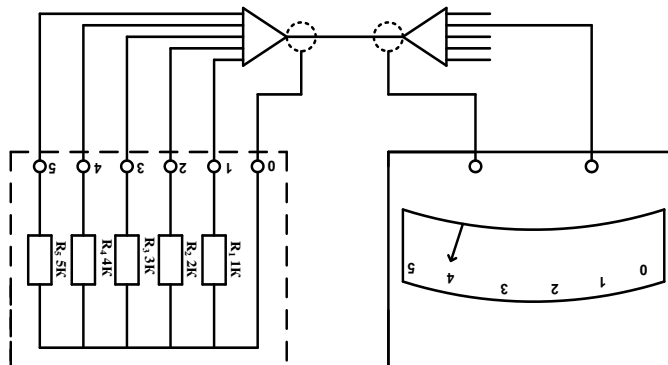


Рисунок 32. Схема прозвонки длинного кабеля жилοискателем.

Порядок прозвонки по схеме, приведенной на рис. 32 (с использованием оболочки кабеля в качестве обратного провода), таков.

1. С обеих сторон отсоединяют все жилы проверяемого кабеля.
2. Проверяют изоляцию всех жил кабеля между собой и относительно земли.
3. Два наладчика, находясь на разных концах кабеля, присоединяют трубки к оболочке и находят условную первую жилу. По предварительной договоренности один из наладчиков («ведущий») присоединяет трубку к жиле, а второй («помощник») поочередно касается проводом трубки всех жил.
4. В момент прикосновения провода трубки к разыскиваемой жиле в обоих телефонах слышен характерный шорох, свидетельствующий об образовании замкнутой цепи о возможности ведения переговоров.
5. «Ведущий» сообщает «помощнику», какая маркировка должна быть на найденной жиле; при несоответствии маркировки в нее вносят коррективы.
6. Аналогично находят следующую жилу и устанавливают телефонную связь.
7. Ранее найденную жилу на обоих концах кабеля присоединяют к клеммникам.

8. Аналогично прозванивают все остальные жилы кабеля.

9. Если количество прозваниваемых жил невелико, нет микротелефонных трубок или прозвонку проводит один человек, то можно воспользоваться схемами, приведенными на рис. 25 – 27.

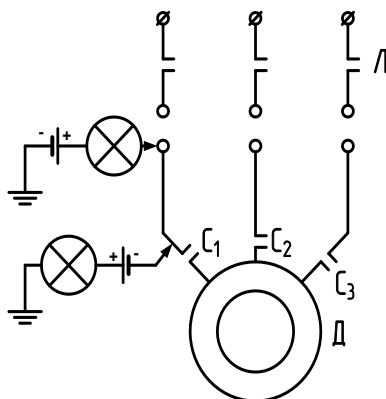


Рисунок 33. Схема прозвонки двумя пробниками

Жилоискатель состоит из набора сопротивлений (1 – 5 ком и т. д.) и омметра, включаемых на разные концы кабеля. По значению измеренного на каждой жиле сопротивления проверяют ее маркировку.

Иногда прозвонку осуществляют два наладчика с помощью двух пробников. В этом случае наличие лампочек на обоих концах кабеля позволяет пользоваться условным кодом и освобождает наладчиков от хождения для переговоров друг с другом. Однако перед прозвонкой необходимо проверять полярность пробников, так как при встречном их включении лампы гореть не будут.

Вопросы к практической работе № 1

1. Виды испытаний электрооборудования.
2. Проверка схем электрических соединений.
3. Принцип работы схемы прозвонки кабеля с помощью микротелефонных трубок.
4. Принцип работы схемы прозвонки длинного кабеля мегомметром.
5. Принцип работы схемы прозвонки длинного кабеля жилοискателем.
6. Принцип работы схемы прозвонки двумя пробниками.

Практическое занятие №2.

Проверка изоляции вторичных цепей

Проверка изоляций вторичных цепей релейной защиты, электроавтоматики, измерений при наладочных работах после монтажа и при первой плановой проверке выполняется следующим объемом:

- 1) предварительное измерение сопротивления изоляции мегаомметром;
- 2) испытание электрической прочности изоляции переменным напряжением;
- 3) повторное, контрольное измерения сопротивления изоляции мегаомметром.

При наладке вновь вводимого оборудования измерения сопротивления изоляции, как правило, производиться в два этапа:

Первый этап – проверка сопротивления изоляции отдельных панелей, щитов, пультов, кабелей и т.д. после окончания монтажа и проведение механической ревизии оборудования перед подачей напряжения от испытательных устройств;

Второй этап – в полностью собранной схеме перед комплексным опробованием присоединения.

Для измерения сопротивления изоляции используются мегаомметры различных типов и модификаций. Основными элементами мегаомметров типов М1101 и МС-05 являются генератор постоянного тока с ручным проводом, измерительный прибор – магнитоэлектрический логометр постоянного тока и дополнительные резисторы.

Мегаомметр типа МС-05 на 2500, имеет три предела измерения. Основные технические характеристики мегаомметров приведены в табл. 6.

Технические характеристики мегаомметров типов М1101 и МС-05

Тип, модификация прибора	Пределы измерения		Рабочая часть шкалы		Номинальное выходное напряжение, В	
	кОм	МОм	кОм	Мом		
М1101	100В	0-200	0-100	0-200	0,01-20	100+10
	500В	0-1000	0-500	0-1000	0,05-100	50+50
	1000В	0-1000	0-1000	0-1000	0,2-200	1000+100
МС-05	Положение переключателя	Пределы измерения, МОм	Рабочая часть шкалы, МОм		Номинальное выходное напряжение, В	
			1-1000			2500+250
			0,1-100			2500+250
			0,01-10			2500+250

При измерениях мегаомметром рукоятку генератора необходимо вращать с номинальной частотой вращения на разомкнутых зажимах прибора создается номинальное напряжения мегаомметров от измеряемого сопротивления приведены на рис. 1-11, 1-12 (где U - напряжение на измеряемом сопротивлении в процентах номинального; R -измеряемого сопротивление, выраженное в процентах конечного значения рабочей части шкалы).

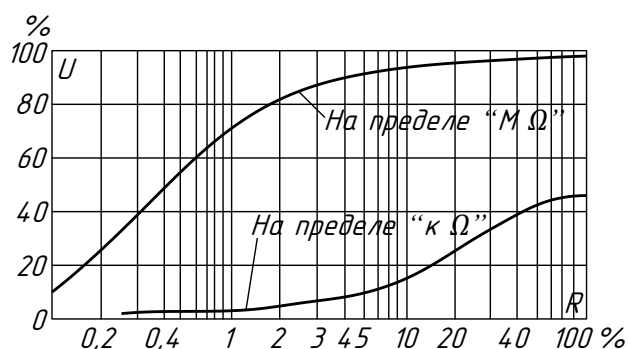


Рисунок 34. Нагрузочные характеристики мегаомметра серии М1101.

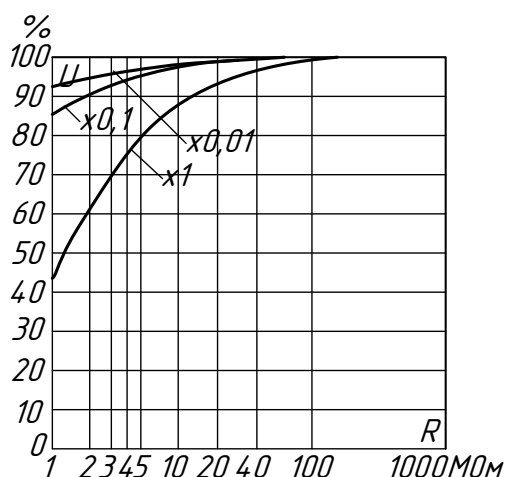


Рисунок 35. Нагрузочная характеристика мегаомметра типа МС-05

Перед измерением проверяют исправность прибора. У мегаомметров типа М1101 при положении переключателя пределов МΩ и вращении рукоятки с номинальной частотой вращения при разомкнутых выводах стрелка должна установиться на отметке ∞ шкалы МΩ. При положении переключателя пределов кΩ и разомкнутых выводах стрелка при вращении рукоятки должна установиться на отметке 0 шкалы МΩ.

У мегаомметров типа МС-05 при вращении рукоятки с номинальной частотой и разомкнутых выводах стрелка должна устанавливаться на отметке ∞; при замкнутых выводах Л (линия) и З (земля) стрелка должна устанавливаться на отметке 0.

В настоящее время промышленностью освоен выпуск мегаомметров типов М4100/1-М4100/5 и Ф4100. у мегаомметров типа М4100/1-М4100/5 вместо генератора постоянного тока применен генератор переменного тока с выпрямителем.

Выпускается пять модификаций приборов этого типа, отличающихся по параметрам выходного напряжения и наибольшему значению измеряемого сопротивления.

При измерениях рукоятку генератора необходимо вращать с номинальной частотой вращения 120 об/мин.

Мегаомметры М4100/1 – имеют три вывода, обозначенные *Л* (линия); \pm (земля) и к Ω . Мегаомметры М4100/5 имеют еще дополнительный вывод Э (экран).

Таблица 7

Технические характеристики мегаомметров типа М4100

Модификация мегаомметра	Пределы измерения		Рабочая часть шкалы		Номинальное выходное напряжение, В
	кОм	МОм	кОм	МОм	
М4100/1	0-200	0-100	0-200	0,01-20	100+10
М4100/2	0-500	0-200	0-500	0,02-50	250+25
М4100/3	0-1000	0-500	0-1000	0,05-100	500+50
М4100/4	0-1000	0-1000	0-1000	0,2-200	1000+100
М4100/5	0-2000	0-3000	0-2000	0,5-1000	2500+250

При измерении сопротивления изоляции на пределе *м* Ω измеряемое сопротивление подключают к выводам *Л* - \pm . При измерении сопротивления изоляции на пределе к Ω устанавливают переключку между выводами *Л* - \pm , а измеряемое сопротивление подключают к выводам \pm - к Ω .

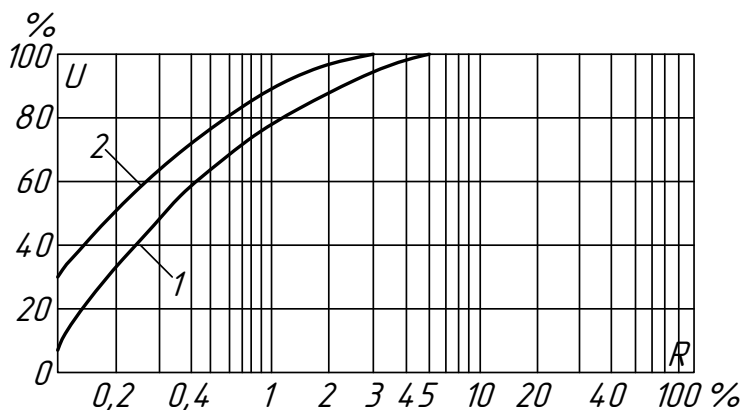


Рисунок 36. Нагрузочные характеристики мегаомметров серии М4100.

1 – М4100/1 – М4100/4; 2 – М4100/5.

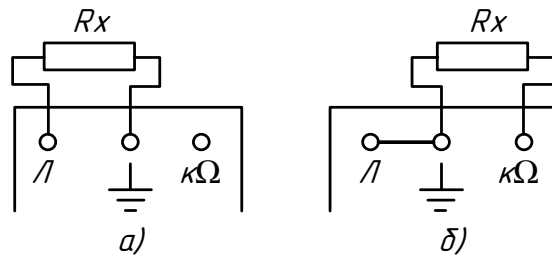


Рисунок 37. Схема измерения сопротивления изоляции мегаомметрами типов М4100/1 – М4100/4.

a – на пределе МΩ; *б* – на пределе кΩ.

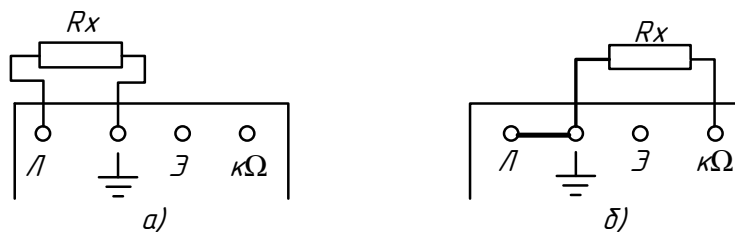


Рисунок 38. Схема измерения сопротивления изоляции мегаомметром типа М4100/5.

a – на пределе МΩ; *б* – на пределе кΩ.

Вопросы к практической работе № 2

1. Для чего производится проверка изоляции вторичных цепей релейной защиты и автоматики.
2. С помощью каких устройств производится проверка изоляции вторичных цепей релейной защиты и автоматики.
3. Этапы проведения проверки изоляции вторичных цепей релейной защиты и автоматики.
4. Схемы подключения устройств измерения сопротивления изоляции вторичных цепей.

Практическое занятие № 3

Измерение коэффициента трансформации

Коэффициент трансформации обмоток трансформатора проверяется путем одновременного измерения напряжения обмоток высшего и низшего напряжения по схемам на рис. 28. при помощи вольтметров класса не ниже 0,5. Измерения производятся для всех обмоток на всех ответвлениях.

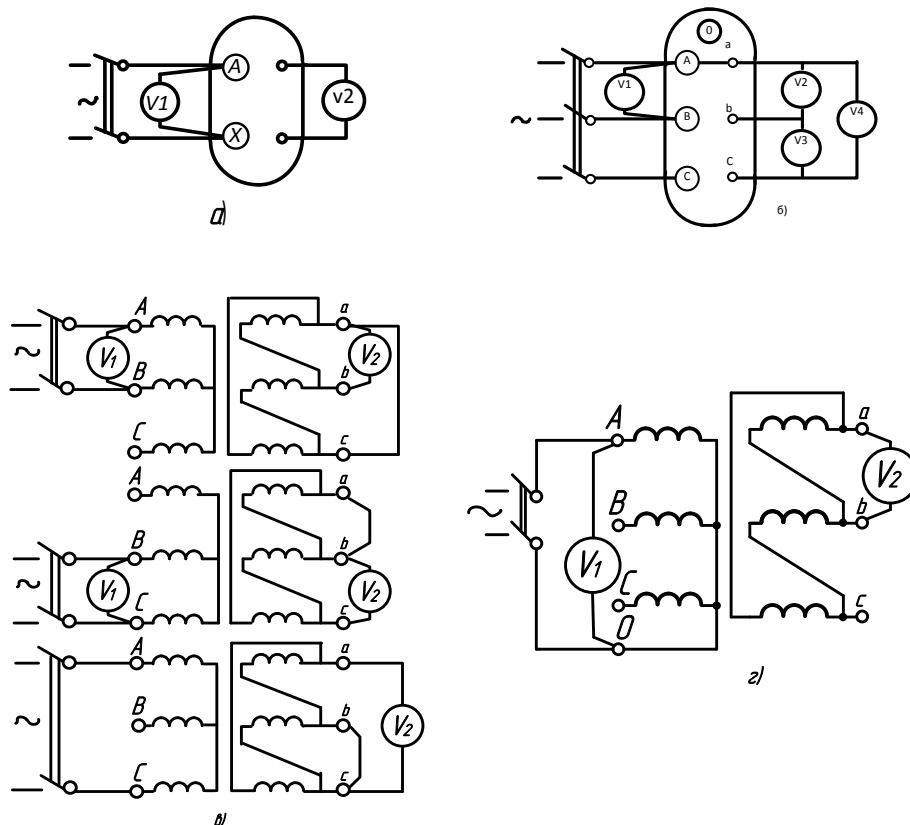


Рисунок 39. Измерение коэффициентов трансформации силовых трансформаторов.

а – однофазных; *б* – трехфазных по трехфазной схеме возбуждения; *в* – трехфазных по однофазной схеме возбуждения; *г* – трехфазных с нулевым выводом по однофазной схеме возбуждения.

Для трехобмоточных трансформаторов допускается проверка коэффициента трансформации поочередно между двумя парами обмоток, при этом проверку рекомендуется делать на тех обмотках, между которыми значения напряжения короткого замыкания наименьшие.

Коэффициент трансформации может проверяться методом двух или более вольтметров. Это делается следующим образом: к одной из обмоток, как правило ВН, подводится напряжение сети и измеряется одним вольтметром. другим вольтметром измеряется напряжение другой обмотки. отсчет по вольтметрам делается одновременно. у трехфазного трансформатора коэффициент трансформации лучше всего измерять при трехфазном возбуждении четырьмя вольтметрами одного класса точности: одним вольтметром измеряется напряжение на обмотке ВН (после проверки симметричности линейных напряжений питающих сети), а тремя вольтметрами измеряются одновременно напряжения на трех фазах другой обмотки или между фазами (при отсутствии выведенного нуля обмотки).

Коэффициент трансформации подсчитывается как отношение напряжения обмотки ВН (напряжения питания) к напряжениям отдельных фаз. при однофазной схеме питания трансформатора с обмотками, соединенными по схеме «звезда – треугольник» без выведенного «нуля», для получения правильного результата фаза, на которой не производится измерение, закорачивается.

В противном случае результат измерения искажается из-за того, что при производстве всех измерений, как показано на рисунках, в треугольнике проходят токи во всех трех обмотках. коэффициент трансформации определяется между фазными напряжениями:

$$r_{1\phi} = \frac{U_{AB}}{\frac{2}{U_{ab}}}; \quad r_{2\phi} = \frac{U_{BC}}{\frac{2}{U_{bc}}}; \quad r_{3\phi} = \frac{U_{AC}}{\frac{2}{U_{ac}}};$$

где r_{ϕ} – фазный коэффициент трансформации, т. е. отношение фазного напряжения на стороне вн к фазному напряжению на стороне НН.

от фазного коэффициента нетрудно перейти к обычному определяемому линейному:

$$r_{л} = r_{\phi} \sqrt{3}.$$

если трансформатор имеет нулевой вывод, благодаря которому возможно возбуждение одной фазы обмотки, то закорачивания не требуется, так как в этом случае остальные фазы обмотки со стороны треугольника не искажают результат измерения. коэффициент трансформации и в этом случае измеряется фазный:

$$r_{1\phi} = \frac{U_{A0}}{U_{ab}}; \quad r_{1\phi} = \frac{U_{\hat{A}0}}{U_{bc}}; \quad r_{1\phi} = \frac{U_{C0}}{U_{ac}}.$$

коэффициент трансформации, полученный при контрольных измерениях, не должен отличаться от заводских данных более чем на 2%. по общей закономерности изменения сопротивления постоянному току и коэффициента трансформации делается вывод о состоянии переключателя.

Для трансформаторов с регулировкой под напряжением допускается, кроме того, отличие в пределах значения ступени регулирования.

Вопросы к практической работе № 3

1. Подключение вольтметров при измерении коэффициента трансформации однофазных силовых трансформаторов.
2. Подключение вольтметров при измерении коэффициента трансформации трехфазных (по трехфазной схеме возбуждения) силовых трансформаторов.
3. Подключение вольтметров при измерении коэффициента трансформации трехфазных (по однофазной схеме возбуждения) силовых трансформаторов.
4. Подключение вольтметров при измерении коэффициента трансформации трехфазных (по однофазной схеме возбуждения) силовых трансформаторов с нулевым выводом.

Практическое занятие № 4

Проверка полярности групп соединения обмоток силовых трансформаторов

Одним из условий параллельной работы трансформаторов является идентичность групп соединения их обмоток, определяемых полярностью обмоток, схемой их соединения и чередованием фаз подаваемого на обмотки напряжения. В связи с этим одной из важных проверок трансформаторов является определение полярности обмоток у однофазных трансформаторов и групп соединения (в заводском исполнении) трехфазных трансформаторов, что служит основой в дальнейшем для оценки и обеспечения идентичности групп параллельно включаемых трансформаторов подачей на них при монтаже соответствующих фаз напряжения.

При оценке групп соединения силовых трансформаторов исходят, кроме принципа, заложенного в определение однополярности, из следующих основных предпосылок.

1. Выводы обмоток стороны высшего напряжения (ВН) обозначаются всегда прописными буквами А, В, С, X, Y, Z, а выводы обмоток низшего напряжения (НН) - буквами а, b, с, x, y, z.

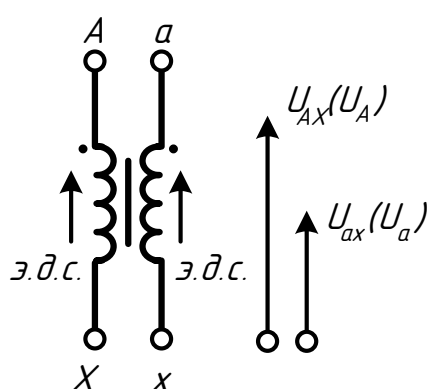


Рисунок 40. Изображение однополярных выводов при одинаковом направлении намотки обмоток.

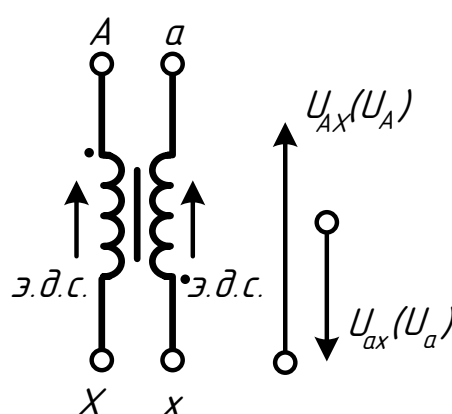


Рисунок 41. Изображение однополярных выводов при различных направлениях намотки обмоток.

2. У обмоток, имеющих одинаковое направление намотки, все начала (определяемые однополярностью их) располагаются при изображении с одной стороны, а концы – с другой (рис. 5-5). У обмоток, имеющих разное направление намотки, начала и концы их располагаются с разных сторон (рис. 5-6).

3. Условно считается, что вектор первичного U_{AX} и вторичного U_{ax} напряжений и соответствующие им э. д. с. E_{AX} , E_{ax} имеют одно и то же направление, если считать, что обе обмотки имеют одно и то же направление намотки, при этом положительному направлению обоих векторов соответствует обход обмоток от концов X , x к началу A , a . Если направления намотки разные, то, так как положительному направлению вектора э. д. с. соответствует обход обмотки высшего напряжения от конца X к началу A , вектор обмотки низшего напряжения изображается противоположным ему на 180° .

4. Начало обмоток и нулевой вывод располагается на крышках трансформаторов в последовательности $OABC$, $oabc$, слева направо, если смотреть на них со стороны выводов ВН.

5. Обмотка ВН считается первичной, НН – вторичной.

6. Векторная диаграмма линейных и фазных напряжений первичного напряжения считается исходной и во всех случаях неизменной независимо от схемы

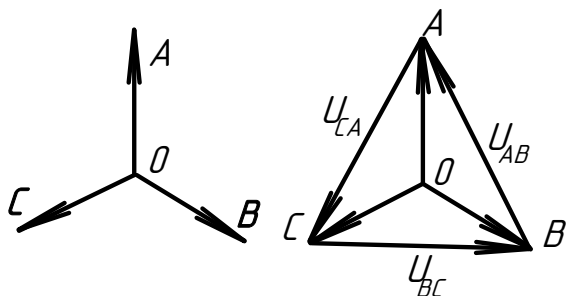


Рисунок 42. Векторная диаграмма напряжений.

соединения обмоток трансформатора и подключения его к сети. Чередование фаз сети согласно ГОСТ принимается $A - B - C$.

7. У трехфазных трансформаторов обмотки соединяются в основном в звезду (Y) и в треугольник (Δ). В зависимости от схемы соединения обмоток (в звезду или в треугольник), от способа соединения выводов для образования треугольника и от порядка

подключения фаз напряжения сети к выводам возможно получение различных групп соединения. Группой соединения считается сдвиг по фазе линейного или фазного напряжения обмотки НН по отношению к одноименному линейному или фазному напряжению обмотки ВН. В зависимости от всех перечисленных факторов группы соединений трансформаторов могут отличаться друг от друга на $n \cdot 30^\circ$ (n – число в пределах 1-12). В связи с тем, что часовые деления циферблата часов составляют то же число, а угол между каждой парой часовых делений составляет также 30° , принято группы трансформаторов определять по часовой системе, считая вектор напряжения стороны ВН исходным и направленным на цифру 12. Вектор напряжения НН направляется при изображении группы на ту цифру циферблата часов, которая определяет группу. Первая группа означает, что вектор $U_{НН}$ опережает одноименный вектор ВН на 30° , вторая группа – что вектор $U_{НН}$ опережает на 60° и т.д.

В России выпускаются трансформаторы в основном двух групп – 12 (Y/Y) и 11 (Y/ Δ), но в зависимости от подсоединения обмоток их к фазам системы встречаются также группы 1,5 и 7. В практике наладочных работ приходится с учетом заводской маркировки и полярности определять группу соединения обмоток трансформатора на основании известной схемы соединения обмоток и, наоборот, задавать схему соединения обмоток по требуемой группе независимо от паспортных данных трансформатора. Для облегчения построения векторных диаграмм, на основе которых затем оценивается в этих случаях группа, можно пользоваться следующим простым примером. Например, нужно установить группу трансформатора для случая б соединения обмоток. Напряжение (или э. д. с.) обмоток ВН и НН стержня фазы A (аналогично B и C) могут или совпадать, или быть противоположны по фазе, так как обмотки располагаются на одном стержне магнитопровода. Определив предварительно полярность полярмером как для однофазных трансформаторов, убеждаемся в том, что для случая б одноименные по фазам обмотки имеют противоположное направление намотки. В соответствии с этим на векторной диаграмме строим вектор ab противоположным по фазе вектору

A , вектор bc противоположным вектору B и вектор ca – вектору C на том основании, что со стороны треугольника линейные напряжения будут соответствовать по фазе фазному на стороне звезды.

Изобразив эти векторы, обозначают вершины треугольника, которые они составляют. Очевидно, вершины должны именоваться общими буквами, участвующими в наименовании двух соседних векторов (вершина сторон, образованных векторами ab и bc , должна называться b , и т. д.). Построив в треугольнике звезду фазных напряжений, нетрудно теперь определить фазный вектор напряжения стороны HN и сравнить его с одноименным на циферблате часов. Угол между U_A и U_a в разбираемом случае составляет 210° . Значит, группа при данном соединении обмоток данной полярности обмоток и наименовании фаз будет седьмая.

Аналогично можно рассуждать, но только в обратном направлении, если необходимо соединить обмотки так, чтобы получить необходимую (заданную) группу.

Домашнее задание к практической работе № 4

1. Обозначение выводов обмоток стороны высшего и низшего напряжения.
2. Схема соединений обмоток и векторная диаграмма для трансформатора 12 группы.
3. Схема соединений обмоток и векторная диаграмма для трансформатора 6 группы.
4. Схема соединений обмоток и векторная диаграмма для трансформатора 11 группы.
5. Возможно ли изменение группы трансформатора, не делая никаких изменений в схеме соединения обмоток.
6. Проверка группы соединения трансформаторов с помощью гальванометра (методом поляромера).

Практическое занятие № 5

Измерение диэлектрических потерь

Диэлектрические потери или пропорциональный им тангенс угла диэлектрических потерь $\operatorname{tg}\delta$ – одна из основных характеристик состояния электрической изоляции.

По величине потерь можно судить о надежности изоляции по отношению к тепловому пробую (тепловой устойчивости), общем старении и увлажненности изоляции.

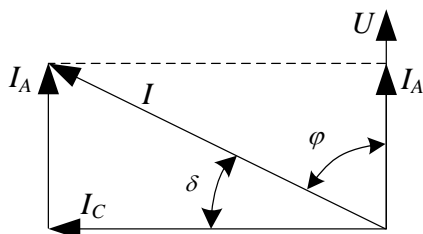


Рисунок 43. Векторная диаграмма токов и напряжений в диэлектрике.

Потери в диэлектрике

$$P = UI_A = UI \cos\varphi = UI_C \operatorname{tg}\delta \quad (1)$$

или, согласно формуле,

$$P = \omega CU^2 \operatorname{tg}\delta. \quad (2)$$

Таким образом, потери мощности P и тангенс угла диэлектрических потерь пропорциональны друг другу.

Активная составляющая тока не может являться показателем состояния изоляции, так как ее величина зависит от размеров изоляции, в то время как

Для токов и мощности потерь в диэлектрике действительны такие соотношения.

Отношение активной составляющей тока I_A к емкостной I_C

$$\frac{I_A}{I_C} = \operatorname{tg}\delta$$

Емкостной ток

$$I_C = \omega CU,$$

где ω – угловая частота; C – емкость диэлектрика; U – приложенное к диэлектрику напряжение, в.

величина отношения $\frac{I_A}{I_C}$ от размеров изоляции не зависит и изменяется с изменением активной составляющей тока по отношению к емкостной, т. е. с изменением состояния изоляции.

Измерение $\text{tg}\delta$ широко используется для оценки состояния изоляции трансформаторов и вводов высокого напряжения.

Величина $\text{tg}\delta$ зависит от температуры и величины прикладываемого к изоляции напряжения. Не следует измерять $\text{tg}\delta$ при температуре ниже $+10^\circ\text{C}$.

При наладке для измерения $\text{tg}\delta$ широко применяют мост типа МД-16. Этим мостом можно измерить диэлектрические потери по нормальной схеме, применяемой для объектов, у которых оба электрода изолированы от земли (при измерении $\text{tg}\delta$ между обмотками трансформаторов или между фланцем и электродом высоковольтных вводов в ремонтной мастерской, когда фланец изолятора может быть установлен на изолирующую подставку). Для измерения диэлектрических потерь объектов, имеющих один наглухо заземленный электрод, применяют «перевернутую» схему моста.

Величину $\text{tg}\delta$ изоляции измеряют при напряжении не выше 10 кВ у электрооборудования с номинальным напряжением 10 кВ и выше и при напряжении, равном номинальному у остального электрооборудования.

В качестве испытательного трансформатора при измерениях $\text{tg}\delta$, как правило, используется трансформатор напряжения типа НОМ-10.

При измерении $\text{tg}\delta$ в измерительном элементе моста возможны токи влияния, обусловленные внешними магнитными и электростатическими полями. Эти влияния несколько уменьшаются экранированием измерительной схемы. Погрешности, создаваемые токами влияния, можно учесть, выполнив измерения четыре раза при разных полярностях гальванометра и подаваемого на схему напряжения.

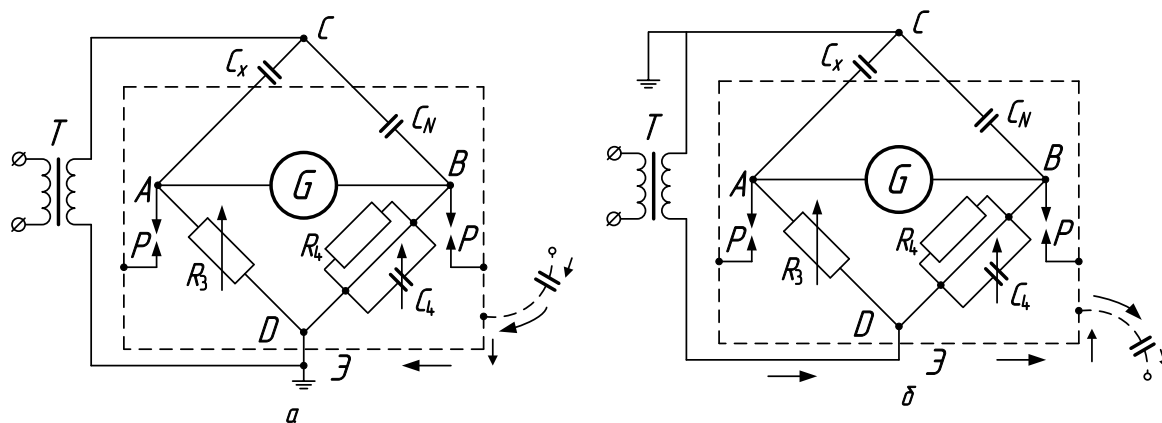


Рисунок 44. Принципиальные схемы включения моста типа МД-16:

a – нормальная; *б* – перевернутая; *T* – испытательный трансформатор; C_x – испытуемый объект; C_N – образцовый конденсатор; *G* – вибрационный гальванометр; R_3 – переменное сопротивление; R_4 – постоянное сопротивление; C_4 – магазин емкостей.

При измерении $\text{tg}\delta$ аппаратов, расположенных вблизи установок под напряжением 110 кВ и выше, мост иногда не удастся уравновесить. Тогда измерение осуществляют при положении переключателя, соответствующем отрицательному $\text{tg}\delta$.

Внешние влияние могут быть уменьшены также подбором фазы напряжения питания, при которой показания гальванометра минимальны. Следует также иметь в виду, что при измерениях $\text{tg}\delta$ возможны электромагнитные влияния на мост от испытательного и регулировочного трансформаторов. Во избежание этого рекомендуется располагать их на расстоянии не менее чем на 0,5 м от моста.

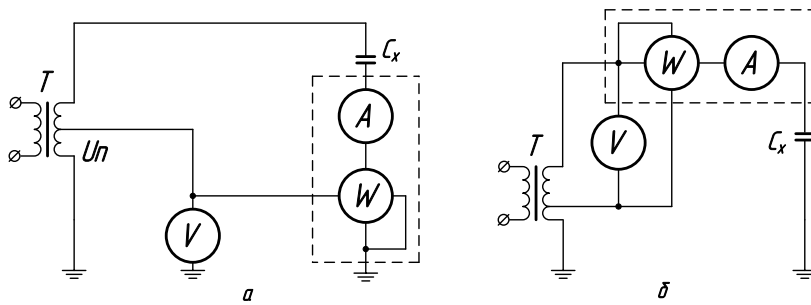


Рисунок 45. Схемы определения $\operatorname{tg}\delta$ с помощью вольтметра, ваттметра и амперметра: *a* – нормальная; *б* – перевернутая.

Значительно реже $\operatorname{tg}\delta$ измеряют с помощью ваттметра, вольтметра и амперметра.

Для углов $\delta < 20^\circ$ с достаточной для практики точностью справедливо соотношение

$$\operatorname{tg}\delta = \operatorname{tg}(90 - \varphi) \cong \cos\varphi = \frac{P}{UI}. \quad (3)$$

Вопросы к практической работе № 5

1. По какой величине потерь можно судить о надежности изоляции по отношению к тепловому пробою (тепловой устойчивости), общем старении и увлажненности изоляции.
2. От каких параметров зависит величина тангенс угла диэлектрических потерь.
3. Для каких объектов можно применить мостовые схемы измерения величины тангенса угла диэлектрических потерь.
4. Для каких объектов используют «перевернутую» схему моста.
5. Чем обусловлены погрешности измерения величины тангенса угла диэлектрических потерь с помощью мостовой схемы.
6. Как можно минимизировать или учесть токи влияния в измерительном элементе мостовой схемы.

Практическое занятие №6

По определению технического состояния трансформатора

МОЩНОСТЬ _____ МВ. А Заводской № _____

U_{ном}* _____ КВ

Состояние изоляции обмоток и коэффициент абсорбации

обмотка	R ₆₀ паспорт	R ₆₀ замер	R ₆₀ Приведенное к заводской температуре (K ₂)	Отклонение %	заключение
ВН					
СН					
НН					

tg ρ изоляции обмоток

обмотка	R ₆₀ паспорт	R ₆₀ замер	R ₆₀ Приведенное к заводской температуре (K ₂)	Отклонение %	заключение
ВН					
СН					
НН					

Примечание:

а) У трансформатора температуру изоляции измеряют по сопротивлению меди обмоток трансформатора по формуле: $t_N = R_N / R_n (t_n = 235) - 235$

R_n -сопротивление обмотки по паспорту трансформатора при температуре

б) Значение коэффициентов K_1 (tg q) и K_2

t_2-t_1, C	K_1 (tg q)	K_2 (R_{60})	t_2-t_1, C	K_1 (tg q)	K_2 (R_{60})
10	1,31	1,5	45	3,5	6,2
15	1,51	1,84	50	4,0	7,5
20	1,75	2,25	55	4,6	9,2
25	2,0	2,75	60	5,3	11,2
30	2,3	3,4	65	6,1	13,9
35	2,65	4,15	70	7,0	17

Примечание:

$$R_2 = R_n \frac{235+t_2}{235+t_n}$$

Коэффициент трансформации

Обмотка	Положение переключателя	Заводской $K_{тр}$	АВ/ав к	ВС/вс к	СА/са к	Отклонение (не более 2%)	Заключение
ВН/НН	1						
	2						
	3						
	4						
	5						
	6						
	7						
	8						
	9						
	10						
	11						

	12						
	13						
	14						
	15						
	16						
	17						
	18						
	19						

Потери Холостого Хода

Выводы обмоток	Положение переключателя	Приложение. U_k к выводам, В	Закороченные выводы	Показания приборов		Отклонение от заводского (не более 5%)	Заключение
				U (В)	P (Вт)		

вс - [А-(ас)]

ас - [В-(ав)]

ав - [С-(вс)]

Хроматографический анализ трансформаторного масла

Норма	Фактически
1 раз в 6 месяцев	

Испытание трансформаторного масла

Влагосодержание 0,0010%

	$U_{пр}$	$Tg \delta \leq 1.7$ до заливки	$U_{пр}$	$Tg \delta \leq 2,0$ После заливки
$U_{пр} \geq 60$ кВ/55 - 60 ÷ 150 кВ				
$U_{пр} \geq 65$ кВ/60 - 220 ÷ 500 кВ				

Состояние вводов

Фаза	изоляция	Давление масла	Контроль изоляции (ПИН)
А			
В			
С			

Внешний вид, состояние приемного устройства, гравийной подсыпки и т.д.

Вопросы к практической работе № 6

Варианты

1. Мощность 40 МВА $U_{\text{НОМ}}=110/10/6$ кВ
2. Мощность 63 МВА $U_{\text{НОМ}}=110/35/10$ кВ
3. Мощность 80 МВА $U_{\text{НОМ}}=110/35/10$ кВ
4. Мощность 40 МВА $U_{\text{НОМ}}=220/35/10$ кВ
5. Мощность 63 МВА $U_{\text{НОМ}}=220/35/10$ кВ
6. Мощность 80 МВА $U_{\text{НОМ}}=220/35/10$ кВ

10. ВОПРОСЫ РАЗДЕЛА ДЛЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ ПРОРАБОТКИ

1. Монтаж самонесущих проводов
2. Сушка электрических машин
3. Электромонтажные крепежные изделия.
4. Оконцевание и соединение алюминиевых жил проводов и кабелей.
5. Оконцевание и соединение медных жил проводов и кабелей.
6. Назначение заземляющих устройств.
7. Кривая распределения потенциала в зависимости от расстояния до заземления.
8. Заземляющие устройства. Общие положения.
9. Заземлители. Искусственные заземлители.
10. Монтаж заземлителей.
11. Монтаж заземляющих и нулевых защитных проводников.
- 12.Ревизии и регулировка электрических машин и аппаратов.
- 13.Разметки мест под монтаж электрических машин. Способы крепления ЭМ к строительным конструкциям.
14. Подготовительные работы при монтаже электрических машин.
15. Монтаж электрических машин небольшой мощности.
16. Монтаж крупных электрических машин.
- 17.Перекатка, размещение на трассе и рытье траншей.
- 18.Подготовка траншей и прокладка кабеля в них.
- 19.Пересечения, сближения кабелей и их расположение в траншеях и засыпка.
- 20.Способы бестраншейной прокладки кабелей.
- 21.Прокладка кабелей в производственных помещениях.
- 22.Прокладка кабелей в коробах, на тросах, в кабельных сооружениях
- 23.Состав работ и структура электромонтажных организаций.

24. Техническая документация при производстве электромонтажных работ.
25. Общие условия производства электромонтажных работ.
26. Организация ЭМР в две стадии.
27. Проект производства работ (ППР).
28. Формы производственных документов по подготовке производства.
29. Приемка строительной части объекта под монтаж.
30. Сетевое планирование и управление ЭМР. Сетевой график.
31. Конструкционные материалы для ЭМР.
32. Электроизоляционные материалы. Лаки и краски.
33. Монтаж аппаратов управления ЭМ.
34. Общие требования к монтажу электропроводок.
35. Открытые электропроводки.
36. Заготовка, проходы через стены электропроводок.
37. Прокладка плоских проводов электропроводок.
38. Тросовые электропроводки.
39. Монтаж открытых электропроводок.
40. Монтаж скрытых электропроводок.
41. Монтаж электропроводок в каналах строительных конструкций.
42. Монтаж электропроводок в каналах крупнопанельных жилых домов.
43. Монтаж электропроводок в трубах.
44. Общие требования к прокладке кабельных трасс.
45. Технология погрузки, транспортировки, выгрузки и перемещения барабанов с кабелями.
46. Сопряжения электродвигателя с рабочими механизмами и их выверка (приспособления).
47. Прокладка кабелей в блоках и по эстакадам.
48. Прокладка кабелей при низких температурах.
49. Маркировка кабельных линий.
50. Оконцевание и соединение жил проводов (опрессовка, пайка, сварка)

- 51.Заземление и меры безопасности в установках электрического освещения
- 52.Монтаж комплектных электроприводов
- 53.Эксплуатация трансформаторного масла и его регенерация
- 54.Защита электрических двигателей при аварийных режимах
- 55.Ремонт пусковой, защитной и регулирующей аппаратуры
- 56.Ремонт распределительных устройств

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В методических указаниях по монтажу и наладки электроэнергетического и электротехнического оборудования были подробно рассмотрены вопросы по монтажу и прокладки кабелей, монтажу и эксплуатации силовых трансформаторов и ремонта электрических машин.

Рассмотрены практические задания по этим вопросам и рекомендованы вопросы для самостоятельной проработки для полного изучения данной дисциплины.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Сибикин, Ю.Д. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования промышленных предприятий и установок : учебное пособие / Ю.Д. Сибикин, М.Ю. Сибикин. - М. : Директ-Медиа, 2014. - 463 с. - ISBN 978-5-4458-5745-7 ; То же [Электронный ресурс]. - URL:
<http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=230560>
2. Сибикин, Юрий Дмитриевич. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий [Текст] : учеб. : в 2 кн. / Ю. Д. Сибикин. - 4-е изд., стер. - М. : Академия, Кн. 1 2009. - 204 с.
3. Сибикин, Юрий Дмитриевич. Техническое обслуживание, ремонт электрооборудования и сетей промышленных предприятий [Текст] : учеб. : в 2 кн. / Ю. Д. Сибикин. - 4-е изд., стер. - М. : Академия, Кн. 2. - 2009. - 252 с.
4. Сибикин, Ю.Д. Безопасность труда при монтаже, обслуживании и ремонте электрооборудования предприятий / Ю.Д. Сибикин. - М. ; Берлин : Директ-Медиа, 2014. - 338 с. : ил., табл. - Библиогр.: с. 332. - ISBN 978-5-4475-2508-8 ; То же [Электронный ресурс]. -
URL:<http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=256581>
5. Михеев, Георгий Михайлович. Цифровая диагностика высоковольтного электрооборудования [Текст] : М.: Додэка-XXI, 2008. – 304 с.
6. Алексеев, Борис Алексеевич. Контроль состояния (диагностика) крупных силовых трансформаторов [Текст] : – М.: НЦ ЭНАС, 2002.
7. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей в вопросах и ответах [Текст] / авт.- сост. В. В. Красник, 2004. - 132 с.
8. Монтаж, наладка, эксплуатация и ремонт в системах электроснабжения [Текст] / сост.: О. Ю. Маркин. - Казань : КГЭУ, 2005. - 40 с.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ К ПРАКТИЧЕСКИМ РАБОТАМ

Ротачева Алла Георгиевна,

доцент кафедры энергетики АмГУ.

Подгурская Ирина Геннадьевна,

старший преподаватель кафедры энергетики АмГУ.

**Монтаж и наладка электроэнергетического и электротехнического
оборудования.**

Методические указания к практическим работам.

Издательство АмГУ. Формат 60x84/16. Усл. печ. л. 7,2. Заказ 672