

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
«Северо-Кавказский федеральный университет»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

к практическим занятиям по дисциплине

***«Специальные вопросы разработки и
эксплуатации электрооборудования в
электротехнических системах»***

для студентов направления подготовки:

13.04.02 «Электроэнергетика и электротехника»

Направленность (профиль) "Интеллектуальные
системы электроснабжения"

Ставрополь, 2026

Практическое занятие 1

Расчет надежности неремонтируемых систем

Для определения показателей надежности объекта, состоящего из нескольких элементов, составляется структурная схема надежности – условная схема, которая учитывает влияние отказов отдельных элементов и связей между ними на работоспособность системы в целом. Например, асинхронный электродвигатель в структурной схеме надежности может быть представлен корпусом, обмоткой статора, ротором, подшипниками. Может быть и более мелкая градация элементов. При составлении структурной схемы надежности предполагается, что отказы элементов независимы и система в целом может находиться в одном из двух состояний: работоспособном или неработоспособном. При последовательном соединении элементов отказ любого из них приводит к отказу всей системы.

Основными, наиболее часто применяемыми количественными характеристиками неремонтируемых устройств являются вероятность безотказной работы $P(t)$ и наработка до отказа T_1 . Задача расчета надежности при проектировании заключается в расчете этих показателей по известным величинам интенсивностей отказов элементов $\lambda_i(t)$.

При расчетах надежности проектируемого устройства предполагается показательный закон распределения моментов отказов. Если в устройстве нет резервированных элементов, то для него суммарная интенсивность отказов с учетом отдельных элементов, входящих в систему:

$$\Lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i, \quad (1)$$

где n – общее число элементов, входящих в устройство.

В технической литературе (см. также приложение А) приводятся значения интенсивностей отказов элементов λ_{in} при номинальном режиме их загрузки и климатических условиях использования, например $T = 20\text{ }^{\circ}\text{C} \pm 5\%$, а также значения поправочных коэффициентов, учитывающих возможность их работы при условиях, отличных от номинальных условий эксплуатации. С учетом этого:

$$\lambda_i = \lambda_{in} \prod_{\beta=1}^B K_{\beta}, \quad (2)$$

где B – общее число поправочных коэффициентов;

K_{β} – значение β -го поправочного коэффициента.

Вероятность безотказной работы при последовательном соединении элементов:

$$P(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t) = e^{-\int_0^t \Lambda(t) dt}, \quad (3)$$

где $\Lambda_0(t) = \sum_{i=1}^n \lambda_i(t).$

В частном случае, когда интенсивность отказов можно считать постоянной (для экспоненциального закона наработки до отказа):

$$\Lambda_0 = \Lambda = const \text{ и } P(t) = e^{-\Lambda t}. \quad (4)$$

Наработка до отказа:

$$T_1 = \int_0^{\infty} P(t) dt. \quad (5)$$

При экспоненциальном законе наработки до отказа:

$$T_1 = 1/\Lambda. \quad (6)$$

Пример 2.1. Рассчитать показатели надежности импульсного источника питания, структурная схема надежности которого показана на рисунке 1

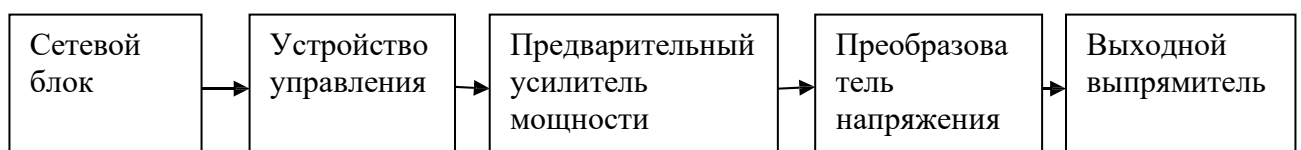


Рисунок 1 - Структурная схема надежности источника электропитания

Р е ш е н и е. В целом рассматриваемое устройство представляет набор последовательно соединенных элементов, отсутствует резервирование и выход из строя каждого из них приводит к отказу источника электропитания. Каждый из блоков состоит из последовательно соединенных радиоэлементов, общая номенклатура которых приведена в таблице 1. Интенсивность отказов отдельных элементов взята по приложению А.

При расчете суммарной интенсивности отказов необходимо учесть поправочные коэффициенты: K_t – температурный коэффициент, K_c – коэффициент окружающей среды, K_n – коэффициент нагрузки. Считаем, что температура элементов спроектированного источника питания не выходит за $70\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $K_t = 1,5$. Так как источник электропитания эксплуатируется в закрытом отапливаемом помещении $K_c = 1$. Коэффициент нагрузки выберем с учетом следующих соображений: в режиме максимальной выходной мощности коэффициент использования элементов не превышает 0,8, время работы устройства не превышает 5% общего времени работы.

Результаты расчета суммарной интенсивности отказов сводим в таблицу 1.

Таблица 1 – Результаты расчета суммарной интенсивности отказов источника электропитания

Наименование элемента	$n_i, \text{ед}$	$\lambda_{in} \times 10^{-6}, \text{ч}^{-1}$	K_t	K_c	K_n	$\lambda_i = n_i \lambda_{in} K_t K_c K_n \times 10^{-6}, \text{ч}^{-1}$
1. Конденсаторы электролитические	24	0,035	1,5	1	1,5	1,89
2. Конденсаторы керамические	8	0,015	1,5	1	1,5	0,27
3. Предохранители	3	0,5	1,5	1	1,1	0,247
4. Контактёр	1	0,1	1,5	1	1,1	0,16
5. Резисторы	46	0,043	1,5	1	1,2	3,56
6. Тумблер	1	0,07	1,5	1	1,1	0,12
7. Трансформаторы	5	0,025	1,5	1	1,3	0,24
8. Силовые диоды	8	0,2	1,5	1	1,1	2,64
9. Импульсные диоды	29	0,16	1,5	1	1,1	7,66
10. Тиристор	1	0,1	1,5	1	1,1	0,16
11. Фильтры проходные	6	0,03	1,5	1	1,3	0,35
12. Микросхема	1	0,01	1,5	1	1,3	0,02
13. Транзисторы силовые	8	1,91	1,5	1	1,3	29,8
14. Транзисторы маломощные	8	0,4	1,5	1	1,3	6,24
15. Дроссели	4	0,34	1,5	1	1,3	2,65

16. Разъемы	2	0,07	1,5	1	1,3	0,27
17. Паяные соединения	250	0,001	1,5	1	1,3	0,49

Суммарная интенсивность отказов:

$$\Lambda = \sum_{i=1}^{17} \lambda_i = 56,77 \cdot 10^{-6} \text{ ч}^{-1}.$$

Вероятность безотказной работы источника электропитания в течение года:

$$P(t) = e^{-56,77 \cdot 10^{-6} \cdot 8760} = e^{-0,497} = 0,61.$$

Наработка до отказа:

$$T_1 = \frac{1}{\Lambda} = \frac{1}{56,77 \cdot 10^{-6}} = 17615 \text{ ч.}$$

Расчет надежности резервируемых систем.

Расчет надежности при наличии в схеме параллельно соединенных элементов ведется с использованием более сложных аналитических зависимостей. Параллельное включение элементов является эффективным способом повышения надежности устройства. Однако при резервировании оборудование усложняется, возрастают габариты и масса, потребляемая мощность и стоимость.

Существует несколько способов резервирования. Резервирование называется общим, если резервируется вся система. Резервирование называется раздельным, если резервируются отдельные элементы.

По способу включения резервных элементов различают постоянное резервирование и резервирование замещением. При постоянном резервировании резервные элементы подключаются к основным в течение всего времени работы и находятся в одинаковом с ними режиме. При резервировании замещением резервные элементы подключаются на место основного после его отказа и принимают на себя его функции. При включении резерва

замещением резервные элементы до момента включения их в работу могут находиться в различных режимах: в режиме нагруженного резерва, когда условия работы резервных элементов совпадают с условиями работы основных элементов; в режиме ненагруженного резерва, когда условия работы резервных элементов таковы, что их ресурсы практически начинают использоваться только после их включения на место основного. При резервировании замещением обязательно использование коммутационных устройств для подключения резервных элементов взамен отказавших.

Если объект содержит несколько одинаковых устройств, то нет необходимости иметь резерв для каждого из них, а можно использовать один или несколько. Такой способ называется скользящим резервированием.

Структурные схемы резервированной системы показаны на рисунке 1.

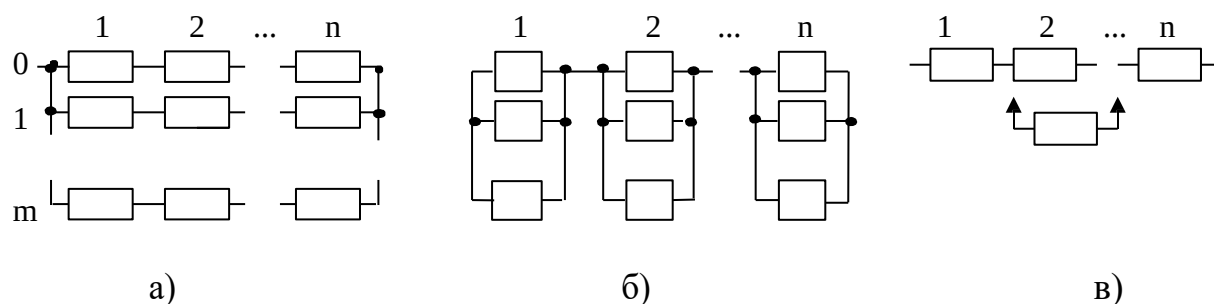


Рисунок 1 – Структурные схемы надежности резервируемых систем: а – общее резервирование; б – раздельное резервирование; в – скользящее резервирование

Количественные характеристики надежности при различных способах резервирования определяется следующим образом.

Для общего резервирования:

Система с постоянным включением резерва будет нормально функционировать при сохранении работоспособности хотя бы одной из цепей.

Вероятность безотказной работы такой системы:

$$P(t) = 1 - \prod_{j=0}^m [1 - \prod_{i=1}^n p_{ij}(t)]. \quad (1)$$

Наработка до первого отказа вычисляется по формуле:

$$T_1 = \int_0^{\infty} P(t) dt. \quad (2)$$

Для случая, когда основная и резервная цепи имеют одинаковую надежность:

$$P(t) = 1 - [1 - \prod_{i=1}^n P_i(t)]^{m+1}. \quad (3)$$

При экспоненциальном законе надежности, когда основная и все резервные цепи равнонадежны и время наработки до первого отказа всех элементов подчинено экспоненциальному закону распределения:

$$P(t) = 1 - (1 - e^{-\Lambda t})^{m+1}, \quad (4)$$

где $\Lambda = \sum_{i=1}^n \lambda_i$ – интенсивность отказов последовательной цепи.

Недостаток общего резервирования с постоянным включением резервной системы заключается в значительном увеличении объема используемого оборудования. Его рекомендуется применять при небольшой кратности резервирования (наибольший выигрыш имеет место при $m = 1$). Основные достоинства метода – простота и экономичность.

При включении резерва замещением необходимо учитывать режимы работы резервных элементов, которые могут быть различными. Аналитические методы расчета показателей надежности в этом случае достаточно громоздки. Поэтому на практике обычно ограничиваются случаем, когда наработка до первого отказа элементов в системе подчиняется экспоненциальному закону распределения. При этом случайный процесс, происходящий в системе, является марковским и для расчета надежности можно воспользоваться математическим аппаратом теории марковских случайных процессов.

Вероятность безотказной работы и наработку до отказа при включении резерва замещением и нагруженного состояния резервных элементов и наработку до первого отказа можно определить по ранее приведенным формулам для общего резервирования с постоянным включением резерва (формулы 1-4).

При ненагруженном общем резерве вероятность безотказной работы системы, состоящей из m резервных цепей, определяется по формуле

$$P(t) = e^{-\Lambda t} \sum_{j=0}^m \frac{(\Lambda t)^j}{j!}, \quad (5)$$

где Λ – интенсивность отказов нерезервированной цепи;

m – число резервных цепей.

Наработка до отказа равна:

$$T_1 = T_{10}(m+1), \quad (6)$$

где T_{10} – наработка до отказа основной (нерезервированной цепи).

Пример. Вычислительное устройство содержит устройство ввода, процессор, память, устройство вывода. Отказ любого из узлов приводит к отказу всего устройства. Для каждого из узлов справедлив экспоненциальный закон распределения наработки до первого отказа. Заданы интенсивности отказов узлов:

$$\lambda_1 = \lambda_4 = 0,3 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}; \quad \lambda_2 = \lambda_3 = 0,1 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}.$$

Определить характеристики надежности устройства при общем резервировании. Рассмотреть варианты нагруженного и ненагруженного резервирования с $m = 1$. Принять контрольную аппаратуру и систему коммутации идеально надежной.

Решение. Определим характеристики надежности основной нерезервированной системы, содержащей четыре последовательно включенных элемента:

$$\Lambda = \sum_{i=1}^4 \lambda_i = 0,8 \cdot 10^{-4} \text{ ч}^{-1}.$$

$$P_1(t) = e^{-\Lambda t} = e^{-0,8 \cdot 10^{-4} t}.$$

$$T_{01} = \int_0^{\infty} P_1(t) dt = \int_0^{\infty} e^{-0,8 \cdot 10^{-4} t} dt = 12500 \text{ ч}.$$

Нагруженное резервирование

Согласно (3) вероятность безотказной работы системы:

$$P_2(t) = 1 - [1 - P_1(t)]^2 = 1 - [1 - e^{-0,8 \cdot 10^{-4} t}]^2 = 2e^{-0,8 \cdot 10^{-4} t} - e^{-1,6 \cdot 10^{-4} t}.$$

Наработка до отказа:

$$T_{o2} = \int_0^{\infty} P_2(t) dt = 2 \int_0^{\infty} e^{-0,8 \cdot 10^{-4} t} dt - \int_0^{\infty} e^{-1,6 \cdot 10^{-4} t} dt = 2 \cdot \frac{1}{0,8 \cdot 10^{-4}} - \frac{1}{1,6 \cdot 10^{-4}} = 2500 - 625 = 1875 \text{ ч.}$$

Ненагруженное резервирование

В соответствии с (5) вероятность безотказной работы системы с ненагруженным резервом:

$$P_3(t) = e^{-\Lambda t} \sum_{j=0}^1 \frac{(\Lambda t)^j}{j!} = e^{-\Lambda t} (1 + \Lambda t) = e^{-0,8 \cdot 10^{-4} t} (1 + 0,8 \cdot 10^{-4} t).$$

Наработка до отказа:

$$T_{o3} = (m + 1) / \Lambda = \frac{2}{0,8 \cdot 10^{-4}} = 25000 \text{ ч.}$$

Пример 2. Дана структурная схема блока пускорегулирующей аппаратуры (рисунок 2). Известны вероятности безотказной работы, входящих в нее элементов (указаны на рисунке). Требуется найти вероятность безотказной работы всей системы в целом, если режим работы основных и резервных элементов одинаков.

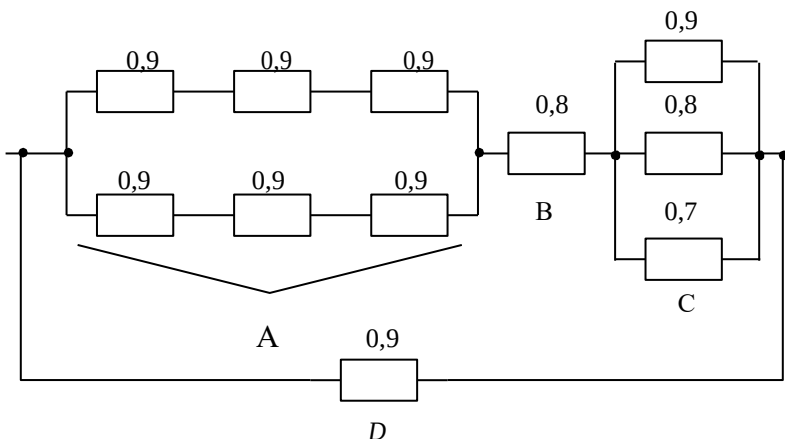


Рисунок 2. – Структурная схема блока регулирующей аппаратуры

Р е ш е н и е. Представленная система состоит из двух параллельных цепей (цепи ABC и D) различной надежности. Разберем цепочку ABC, которая состоит из трех блоков.

Используя формулу (3), определим надежность блока А:

$$P_A = 1 - (1 - 0,9^3)^2 \approx 0,93.$$

Блок В нерезервируемый и имеет надежность $P_B = 0,8$. Вероятность безотказной работы блока С определяем из произведения:

$$P_C = 1 - (1 - 0,9)(1 - 0,8)(1 - 0,7) = 0,994.$$

Вероятность безотказной работы цепочки ABC:

$$P_{ABC} = P_A P_B P_C = 0,93 \cdot 0,8 \cdot 0,994 = 0,74.$$

Результирующая вероятность безотказной работы всей резервированной системы будет:

$$P_{\Sigma} = 1 - (1 - P_{ABC})(1 - P_D) = 1 - (1 - 0,74)(1 - 0,9) = 0,974.$$

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение А - Интенсивности отказов компонентов

Компоненты	$\lambda_n, \times 10^{-6}, \text{ч}^{-1}$
Микросхемы со средней степенью интеграции	0,013
Большие интегральные микросхемы	0,01
Транзисторы германиевые:	
до 2 мВт	0,4
до 20 мВт	0,7
до 200 мВт	0,6
свыше 2000 мВт	1,91
Транзисторы кремниевые:	
до 150 мВт	0,84
до 1 Вт	0,5
до 4 Вт	0,74
Диоды германиевые	0,157
Диоды кремниевые	0,2
Конденсаторы:	
бумажные	0,05
керамические	0,15
слюдяные	0,075
стеклянные	0,06
электролитические	0,035
воздушные переменные	0,034
Резисторы	
композиционные	0,043
пленочные	0,03
проволочные	0,087
угольные	0,045
Трансформаторы	
входные	1,09
выходные	0,09
звуковой частоты	0,02
высокочастотные	0,045
Трансформаторы питания	0,025
Автотрансформаторы	0,06
Дроссели	0,34
Катушки индуктивности	0,02
Обмотки электродвигателя	0,08
Реле	0,25n
Соединители	0,062n
Переключатели кнопочные	0,07n
Гнезда	0,01

Зажимы	0,0005
Провода соединительные	0,015
Кабели	0,475
Изоляторы	0,05
Аккумуляторы	7,2
Батареи заряжаемые	1,4
Электродвигатели:	
асинхронные	8,6
синхронные	0,359
вентиляторные	2,25
Антенны	0,36
Волноводы:	
жесткие	1,1
гибкие	2,6
Предохранители	0,5
Выводы высокочастотные	2,63
Плата печатной схемы	0,7
Пайка монтажа:	
печатного	0,01
навесного	0,03
объемного	0,02
Микрофоны динамические	20
Громкоговорители динамические	4
Датчики оптические	4,7

Примечание: n – число контактов.

Практическое занятие 2

Расчет надежности по статистическим данным об отказах электрооборудования

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

В практике работы электротехнических служб сведения об отказах электрооборудования фиксируются в специальных журналах. При этом должны указываться: тип, марка оборудования, время наступления отказа, причина, время восстановления работоспособного состояния. Формы документов должны предусматривать возможность обработки информации на ЭВМ.

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

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

Обработка полученного статистического материала ведется в следующей последовательности. Сначала составляется таблица потока отказов, а затем исходные данные группируют в вариационный ряд в порядке возрастания значений случайной величины.

Пример 1. Построить вариационный ряд для потока отказов, приведенного в таблице .

Таблица 1 – Поток отказов

Номер отказа	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Наработка, ч	65	97	165	119	36	272	77	96	194	8

Р е ш е н и е. Расположим значения случайной величины наработки до отказа в порядке возрастания, получим вариационный ряд, представленный ниже в таблице 2.

Таблица 2. – Вариационный ряд

Номер отказа	10	5	1	7	8	2	4	3	9	6
Наработка, ч	8	36	65	77	96	97	119	165	194	272

При большом числе наблюдений (порядка сотен) вариационный ряд перестает быть удобной формой записи статистического материала. Для удобства его использования он подвергается дополнительной обработке. Весь диапазон полученных значений случайной величины делится на интервалы и подсчитывается количество членов выборки, приходящихся на каждый интервал. Это число делится на общее число наблюдений и определяется частота, соответствующая данному разряду. Сумма частот всех разрядов должна быть равна единице.

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

Пример 2. Проведено обследование длительности внезапных отключений воздушных линий 10 кВ района электрических сетей. Результаты сведены в статистический ряд (таблица 3).

Таблица 3 – Статистический ряд длительности отключений электрических сетей

Δt_i , ч	0 – 1	1 – 2	2 – 3	3 – 4	4 – 5	5 – 6	6 – 7	7 – 8
Δn_i	66	41	30	18	9	6	4	2
p_i^*	0,38	0,23	0,17	0,1	0,051	0,034	0,022	0,011

Построить гистограмму.

Р е ш е н и е. 1. Вычисляем частоты для каждого i -го разряда по формуле

$$p_i^* = \Delta n_i / N,$$

где $N = 176$ – общее число наблюдений;

Δn_i – число отключений в данном интервале.

Результаты расчетов p_i^* приведены в таблице 3.

2. Строим гистограмму (рисунок 1).

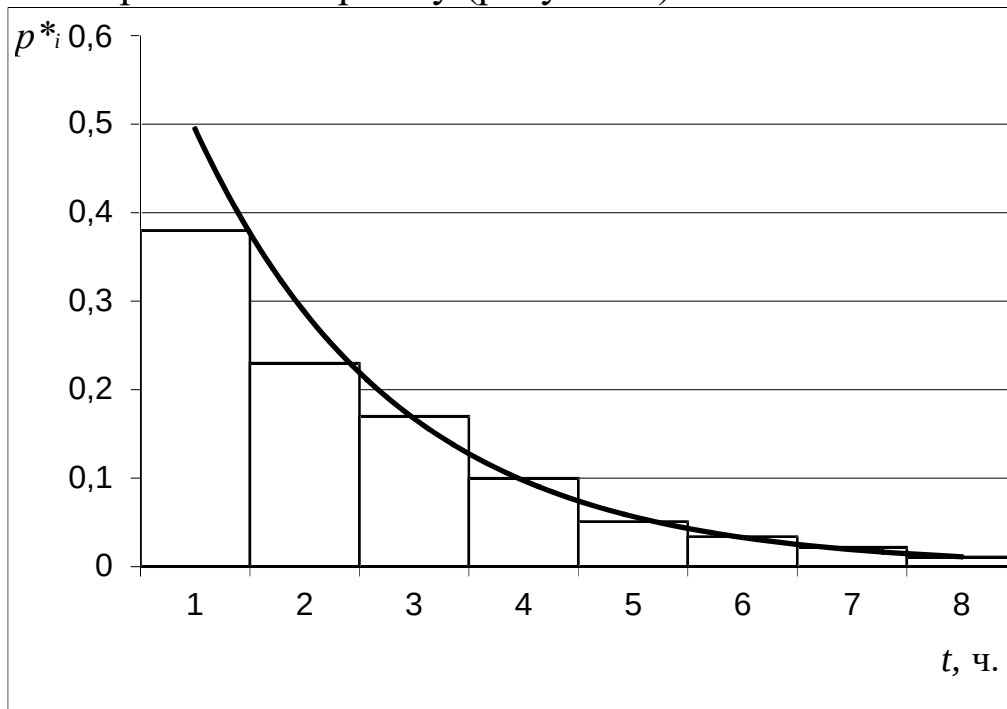


Рисунок 1 – Гистограмма длительности отключений линий 10 кВ

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

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

При построении гистограммы с выравнивающей ее кривой и статистическим распределением имеется расхождение. На практике такое расхождение всегда неизбежно. Следовательно, возникает вопрос о согласовании теоретического и статистического распределений. Такая проверка осуществляется по критериям согласия. Наиболее часто используется критерий Колмогорова и χ^2 –Пирсона.

При применении критерия Колмогорова в качестве меры расхождения между теоретическим и статистическим распределениями рассматривается максимальное значение модуля разности между теоретической и экспериментальной функциями. Условие соответствия определяется формулой

$$\Delta x = \Delta F \sqrt{N} \leq 1, \quad (1)$$

где $\Delta F = \max[F^*(t) - F(t)]$ – наибольшее отклонение экспериментальной кривой от теоретической;

N – количество экспериментальных данных.

Недостаток рассматриваемого критерия – необходимость иметь не только вид функции распределения, но и ее параметры, что не всегда встречается на практике. Использование только статистических данных может дать неверные результаты.

Критерий χ^2 – Пирсона не требует построения самого закона распределения. Достаточно задаться только общим видом функции $F(t)$, а входящие в нее числовые параметры определяются по данным эксперимента. При использовании критерия согласия χ^2 – Пирсона определяется мера расхождения:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^k \frac{(\Delta n_i - N p_i)^2}{N p_i}, \quad (2)$$

где k – число интервалов статистического ряда;

p_i – вероятность попадания случайной величины в i -й интервал, вычисленная для теоретического распределения;

N – число испытаний.

Для применения критерия χ^2 – Пирсона необходимо, чтобы $N \geq 50 \dots 60$, $k > 6 \dots 8$. Распределение χ^2 зависит от числа степеней свободы $s = k - z - 1$, где z – число вычисляемых параметров распределения. По таблицам, приводимым в литературе по теории вероятностей и математической статистике, для каждого значения χ^2 и s можно найти вероятность того, что за счет случайных причин мера расхождения теоретического и экспериментального распределения будет не меньше, чем фактическое значение χ^2 . Если $P_s > 0,1$, то обычно считают, что теоретическое распределение не противоречит экспериментальным данным.

Пример 3. По данным вариационного ряда (таблица 2) проверить гипотезу об экспоненциальном распределении времени восстановления, используя критерий χ^2 – Пирсона.

Решение. 1. Определяем среднее время восстановления:

$$T_{\epsilon}^* = \sum_{i=1}^k t_i p_i^* = 0,38 \cdot 0,5 + 0,23 \cdot 1,5 + 0,17 \cdot 2,5 + 0,1 \cdot 3,5 + \\ + 0,051 \cdot 4,5 + 0,034 \cdot 5,5 + 0,022 \cdot 6,5 + 0,011 \cdot 7,5 = 1,95 \text{ ч.}$$

2. вычисляем значения теоретической кривой по формуле

$$F(t) = Q(t) = 1 - e^{-t/T_{\epsilon}^*}.$$

3. Последовательно определяем промежуточные величины, необходимые для получения χ^2 (таблица 4). При этом величины p_i берутся равными приращению функции распределения $F(t)$ на i -м участке.

4. По формуле $\chi^2 = \sum_{i=1}^8 \frac{(\Delta n_i - N p_i)^2}{N p_i}$ определяем:

$$\chi^2 = 0,23 + 0,02 + 1 + 0,6 + 0,2 = 2,03.$$

5. Для $s = 8 - 1 - 1 = 6$ и $\chi^2 = 2,03$ (приложение Б) находим $P_s = 0,91$. Эта величина малой не является, и следовательно, гипотезу о том, что время восстановления подчинено экспоненциальному закону, можно считать правдоподобной.

Таблица 4 – Результаты расчетов для определения критерия χ^2 – Пирсона

$\Delta t_i, \text{ч}$	0 – 1	1 – 2	2 – 3	3 – 4	4 – 5	5 – 6	6 – 7	7 – 8
Δn_i	66	41	30	18	9	6	4	2
$F(t)$	0,4	0,64	0,785	0,871	0,92	0,95	0,97	0,982
p_i	0,4	0,24	0,145	0,086	0,05	0,03	0,022	0,011
$N p_i$	70	42	25	15	9	5	4	2
$(\Delta n_i - N p_i)^2$	16	1	25	9	0	1	0	0
$\frac{(\Delta n_i - N p_i)^2}{N p_i}$	0,23	0,02	1	0,6	0	0,2	0	0

Пример 5. Данные о наработке до отказа 201 электродвигателя сгруппированы в интервалы статистического ряда и приведены в таблице 5. Требуется оценить с помощью критерия χ^2 – Пирсона гипотезу о согласии принятого нормального распределения с экспериментальными данными.

Таблица 5 – Данные о наработке до отказа

Интервал	1	2	3	4	5	6	7	8	9
Δt_i , ч.	0-1000	1000-2000	2000-2500	2500-3000	3000-3500	3500-4000	4000-4500	4500-5000	5000-6000
Δn_i	5	15	22	35	43	37	20	15	9
n_i^*	0,025	0,075	0,11	0,174	0,214	0,184	0,1	0,075	0,045
p_i	0,017	0,097	0,12	0,168	0,187	0,169	0,122	0,07	0,045
Np_i	3,4	19,5	23,9	33,8	37,6	34	24,5	14,1	9
$\frac{(\Delta n_i - Np_i)^2}{Np_i}$	0,75	1,04	0,15	0,04	0,79	0,26	0,82	0,06	0

Р е ш е н и е. 1. Вычисляем частоты $p_i^* = \Delta n_i / N$ попадания случайной величины наработки до отказа электродвигателя в i -ый интервал ($i = 1, 2, \dots, k$) статистического ряда. Результаты заносим в таблицу 5. Для каждого интервала определяем значение $\bar{t}_i$ – середины интервала.

2. Вычисляем математическое ожидание и дисперсию случайной величины по данным статистического распределения:

$$m_t^* = \sum_{i=1}^k \bar{t}_i p_i^* \approx 3260 \text{ ч.} \quad D_t^* = \sum_{i=1}^k (\bar{t}_i - m_t^*)^2 p_i^*.$$

$$\sigma_i^* = \sqrt{D_t^*} = 1056 \text{ ч.}$$

3. Находим теоретические вероятности попадания случайной величины в интервалы статистического ряда по формуле

$$p_i = 1/2 \{ \Phi_0[(t_{i+1} - m_t^*) / 0,672 \sigma_t^*] - \Phi_0[(t_i - m_t^*) / 0,672 \sigma_t^*] \},$$

где $\Phi_0(x)$ – приведенная функция Лапласа;

t_i, t_{i+1} – границы интервала.

Полученные данные заносим в таблицу 2.6.

4. Проводим вычисление промежуточных данных Np_i и $(\Delta n_i - Np_i)^2 / Np_i$, необходимых для определения χ^2 , результаты заносим в таблицу 5.

5. По формуле (2) определяем:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^9 \frac{(\Delta n_i - Np_i)^2}{Np_i} = 3,91.$$

6. Число степеней свободы $s = k - u - 1 = 9 - 2 - 1 = 6$.

Из приложения Б для значения $\chi^2 = 3,91$ и числа степеней свободы $s = 6$ находим $P_s = 0,7$. Так как $P_s > 0,1$, то можно считать, что нормальное распределение не противоречит экспериментальным данным.

ПРИЛОЖЕНИЕ

Приложение А - Интенсивности отказов компонентов

Компоненты	$\lambda_n, \times 10^{-6}, \text{ч}^{-1}$
Микросхемы со средней степенью интеграции	0,013
Большие интегральные микросхемы	0,01
Транзисторы германиевые:	
до 2 мВт	0,4
до 20 мВт	0,7
до 200 мВт	0,6
свыше 2000 мВт	1,91
Транзисторы кремниевые:	
до 150 мВт	0,84
до 1 Вт	0,5
до 4 Вт	0,74
Диоды германиевые	0,157
Диоды кремниевые	0,2
Конденсаторы:	
бумажные	0,05
керамические	0,15
слюдяные	0,075
стеклянные	0,06
электролитические	0,035
воздушные переменные	0,034
Резисторы	
композиционные	0,043
пленочные	0,03
проволочные	0,087
угольные	0,045
Трансформаторы	
входные	1,09
выходные	0,09
звуковой частоты	0,02
высокочастотные	0,045
Трансформаторы питания	0,025
Автотрансформаторы	0,06
Дроссели	0,34
Катушки индуктивности	0,02
Обмотки электродвигателя	0,08
Реле	0,25n
Соединители	0,062n
Переключатели кнопочные	0,07n
Гнезда	0,01

Зажимы	0,0005
Провода соединительные	0,015
Кабели	0,475
Изоляторы	0,05
Аккумуляторы	7,2
Батареи заряжаемые	1,4
Электродвигатели:	
асинхронные	8,6
синхронные	0,359
вентиляторные	2,25
Антенны	0,36
Волноводы:	
жесткие	1,1
гибкие	2,6
Предохранители	0,5
Выводы высокочастотные	2,63
Плата печатной схемы	0,7
Пайка монтажа:	
печатного	0,01
навесного	0,03
объемного	0,02
Микрофоны динамические	20
Громкоговорители динамические	4
Датчики оптические	4,7

Примечание: n – число контактов.

Приложение Б – Квантили распределения χ^2 - Пирсона

s	Вероятность P _s							
	0,999	0,995	0,990	0,975	0,950	0,900	0,800	0,700
3	0,024	0,072	0,115	0,216	0,352	0,584	1,00	1,42
4	0,091	0,207	0,297	0,484	0,711	1,06	1,65	2,19
5	0,210	0,412	0,554	0,831	1,15	1,61	2,34	3,00
6	0,381	0,676	0,872	1,24	1,64	2,20	3,07	3,83
7	0,598	0,989	1,24	1,69	2,17	2,83	3,82	4,67
8	0,857	1,34	1,65	2,18	2,73	3,49	4,59	5,53
9	1,15	1,73	2,09	2,70	3,33	4,17	5,38	6,39
10	1,48	2,16	2,56	3,25	3,94	4,87	6,18	7,27
11	1,83	2,60	3,05	3,82	4,57	5,58	6,99	8,15
12	2,21	3,07	3,57	4,40	5,23	6,30	7,81	9,03
13	2,62	3,57	4,11	5,01	5,99	7,04	8,63	9,93
14	3,04	4,07	4,66	5,63	6,57	7,79	9,47	10,08
15	3,48	4,60	5,23	6,26	7,26	8,55	10,03	11,7

16	3,94	5,14	5,81	6,91	7,96	9,31	11,2	12,6
18	4,90	6,26	7,01	8,23	9,39	10,9	12,0	14,4
20	5,92	7,43	8,26	9,59	10,09	12,4	14,6	16,3
22	6,98	8,64	9,54	11,0	12,3	14,0	16,3	18,1
24	8,08	9,89	10,9	12,4	13,8	15,7	18,1	19,9
26	9,22	11,2	12,2	13,8	15,4	17,3	19,8	21,8
28	10,4	12,5	13,6	15,3	16,9	18,9	21,9	23,6
30	11,6	13,8	15,0	16,8	18,5	20,6	23,4	25,5
35	14,7	17,2	18,5	20,6	22,5	24,8	27,8	30,2
40	17,9	20,7	22,2	24,4	26,5	29,1	32,3	34,9
45	21,3	24,3	25,9	28,4	30,6	33,4	36,9	39,6
50	24,7	28,0	29,7	32,4	34,8	37,7	41,4	44,3
60	31,1	35,5	37,5	40,5	43,2	46,5	50,6	53,8
70	39,0	43,3	45,5	48,8	51,7	55,3	59,9	63,3
80	46,5	51,2	53,5	57,2	60,4	64,3	69,2	72,9
90	52,4	59,2	61,8	65,6	69,1	73,3	78,6	82,5
100	61,9	67,3	70,1	74,2	77,9	82,4	87,9	92,1

Приложение В – Значение гамма функции $\Gamma(x)$

x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$	x	$\Gamma(x)$
1,00							
1,01	1,00000	1,25	0,90610	1,50	0,88623	1,75	0,91906
1,02	0,99433	1,26	0,90440	1,51	0,88659	1,76	0,92137
1,03	0,98884	1,27	0,90250	1,52	0,88704	1,77	0,92376
1,04	0,98355	1,28	0,90072	1,53	0,88757	1,78	0,92623
1,05	0,97844	1,29	0,89904	1,54	0,88818	1,79	0,92877
1,06	0,97350	1,30	0,89747	1,55	0,88887	1,80	0,93138
1,07	0,96874	1,31	0,89600	1,56	0,88964	1,81	0,93408
1,08	0,96415	1,32	0,89464	1,57	0,89049	1,82	0,93685
1,09	0,95973	1,33	0,89338	1,58	0,89142	1,83	0,93969
1,10	0,95546	1,34	0,89222	1,59	0,89243	1,84	0,94261
1,11	0,95135	1,35	0,89115	1,60	0,89352	1,85	0,94561
1,12	0,94740	1,36	0,89018	1,61	0,89488	1,86	0,94869
1,13	0,94359	1,37	0,88931	1,62	0,89592	1,87	0,95184
1,14	0,93993	1,38	0,88854	1,63	0,89724	1,88	0,95507
1,15	0,93642	1,39	0,88785	1,64	0,89864	1,89	0,95838
1,16	0,93304	1,40	0,88726	1,65	0,90012	1,90	0,96177
1,17	0,92980	1,41	0,88676	1,66	0,90167	1,91	0,96523
1,18	0,92670	1,42	0,88636	1,67	0,90330	1,92	0,96877
	0,92373	1,43	0,88604	1,68	0,90500	1,93	0,97240

1,19	0,92089	1,44	0,88581	1,69	0,90678	1,94	0,97610
1,20	0,91817	1,45	0,88566	1,70	0,90864	1,95	0,97988
1,21	0,91558	1,46	0,88560	1,71	0,91057	1,96	0,98374
1,22	0,91311	1,47	0,88563	1,72	0,91258	1,97	0,98768
1,23	0,91075	1,48	0,88575	1,73	0,91467	1,98	0,99171
1,24	0,90852	1,49	0,88595	1,74	0,91683	1,99	0,99581
						2,00	1,00000

Приложение Г – Приведенная функция Лапласа

x	$\Phi_0(x)$	x	$\Phi_0(x)$	x	$\Phi_0(x)$	X	$\Phi_0(x)$
0,00	0,000	0,58	0,304	1,16	0,566	2,10	0,843
0,02	0,110	0,60	0,314	1,18	0,574	2,15	0,853
0,04	0,021	0,62	0,324	1,20	0,582	2,20	0,862
0,06	0,032	0,64	0,334	1,22	0,589	2,25	0,871
0,08	0,043	0,66	0,344	1,24	0,597	2,30	0,879
0,10	0,054	0,68	0,354	1,26	0,604	2,35	0,887
0,12	0,064	0,70	0,363	1,28	0,612	2,40	0,894
0,14	0,075	0,72	0,373	1,30	0,619	2,45	0,901
0,16	0,086	0,74	0,382	1,32	0,626	2,50	0,908
0,18	0,096	0,76	0,392	1,34	0,634	2,55	0,914
0,20	0,107	0,78	0,401	1,36	0,641	2,60	0,921
0,22	0,118	0,80	0,410	1,38	0,648	2,65	0,926
0,24	0,128	0,82	0,420	1,40	0,665	2,70	0,931
0,26	0,139	0,84	0,429	1,42	0,662	2,75	0,936
0,28	0,149	0,86	0,438	1,44	0,668	2,80	0,941
0,30	0,160	0,88	0,447	1,46	0,675	2,85	0,945
0,32	0,171	0,90	0,456	1,48	0,682	2,90	0,949
0,34	0,181	0,92	0,465	1,50	0,688	2,95	0,953
0,36	0,192	0,94	0,474	1,55	0,704	3,00	0,957
0,38	0,202	0,96	0,483	1,60	0,719	3,20	0,969
0,40	0,212	0,98	0,491	1,65	0,734	3,40	0,978
0,42	0,223	1,00	0,500	1,70	0,748	3,60	0,984
0,44	0,233	1,02	0,508	1,75	0,762	3,80	0,989
0,46	0,244	1,04	0,516	1,80	0,775	4,00	0,993
0,48	0,259	1,06	0,525	1,85	0,787	4,20	0,995
0,50	0,264	1,08	0,534	1,90	0,800	4,40	0,997
0,52	0,274	1,10	0,542	1,95	0,811	4,60	0,998
0,54	0,284	1,12	0,550	2,00	0,822	4,80	0,999
0,54	0,294	1,14	0,558	2,05	0,833	5,00	0,999

Практическое занятие №3.

1-2. ПРОВЕРКА ИЗОЛЯЦИИ ВТОРИЧНЫХ ЦЕПЕЙ ЭО

Проверка изоляций вторичных цепей релейной защиты, электроавтоматики, измерений при наладочных работах после монтажа и при первой плановой проверки выполняется следующем объеме:

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

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 мегомметры различных типов и модификаций. Основными элементами мегомметров типов М1101 и МС-05 являются генератор постоянного тока с ручным проводом, измерительный прибор – магнитоэлектрический логометр постоянного тока и дополнительные резисторы.

Мегомметр типа МС-05 на 2500 В имеет три предела измерения. Основные технические характеристики мегомметров приведены в табл. 1-4.

Таблица 1-4

Технические характеристики мегомметров типов М1101 и МС-05

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

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

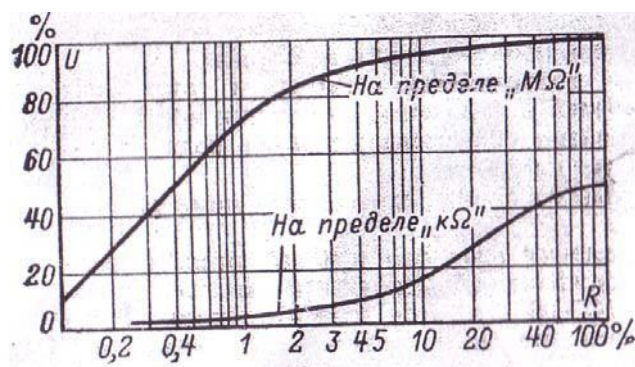


Рис. 1-11. Нагрузочные характеристики мегомметра серии М1101.

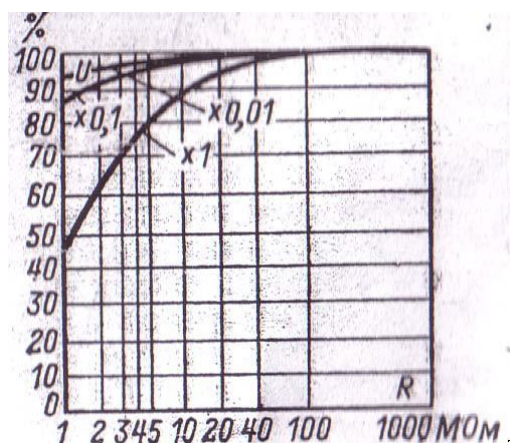


Рис. 1-12. Нагрузочная характеристика мегомметра типа МС-05

Перед измерением проверяют исправность прибора. У мегомметров типа М1101 при положении переключателя пределов $M\Omega$ и вращении рукоятки с номинальной частотой вращения при разомкнутых выводах стрелка должна установиться на отметке ∞ шкалы $M\Omega$. При положении переключателя пределов $k\Omega$ и разомкнутых выводов стрелка при вращении рукоятки должна установиться на отметке 0 шкалы $M\Omega$.

У мегомметров 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 мегомметров типов М4100/1-М4100/5 и Ф4100. у мегомметров 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 (табл. 1-5).

При измерениях рукоятку генератора необходимо вращать с номинальной частотой вращения 120 об/мин. Зависимость выходного напряжения мегомметра от измеряемого сопротивления приведена на рис. 1-13.

Мегаомметры М4100/1 – имеют три вывода, обозначенные Л (линия); ± (земля) и кΩ. Мегаомметры М4100/5 имеют еще дополнительный вывод Э (экран).

Таблица

1-5

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 мΩ измеряемое сопротивление подключают к выводам Л - ±. При измерении сопротивления изоляции на пределе кΩ устанавливают перемычку между выводами Л - ±, а измеряемое сопротивление подключают к выводам ± - кΩ. Схемы измерения сопротивления изоляции приведены на рис. 1-14 и 1-15.

Рис. 1-13. Нагрузочные характеристики мегаомметров серии М4100.

1 – М4100/1 – М4100/4;
2 – М4100/5.

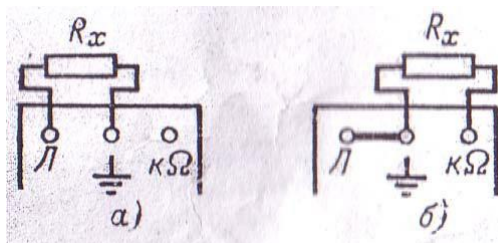
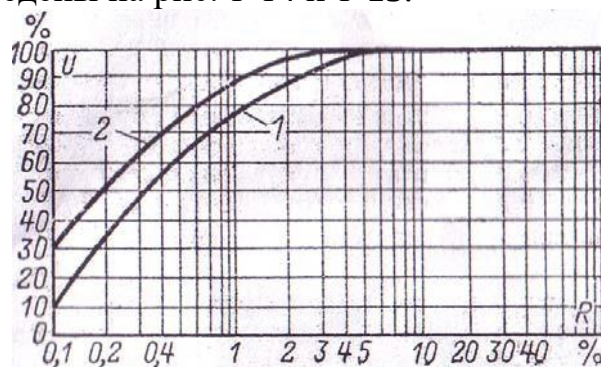


Рис. 1-14. Схема измерения сопротивления изоляции мегаомметрами типов М4100/1 – М4100/4.

а – на пределе МОм; б – на пределе кΩ.

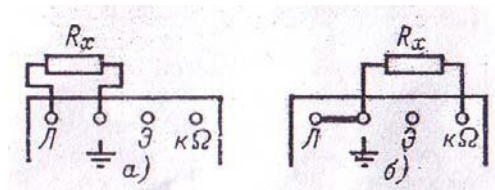


Рис. 1-15. Схема измерения сопротивления изоляции мегаомметром типа М4100/5.

а – на пределе МОм; б – на пределе кΩ.

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» (1964 г.) 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 (рис. III.1). 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 (см. гл. II).

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.

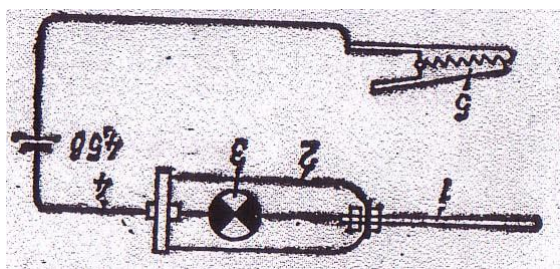


Рис. III.1. Простейшее прозвоночное устройство:

1 – шуп 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».

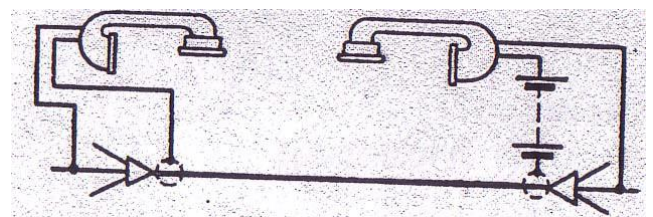


Рис. III.2. Схема прозвонки кабеля с помощью микрофонных трубок.

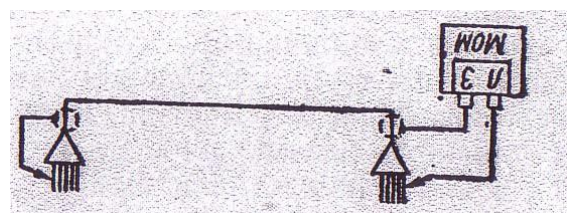
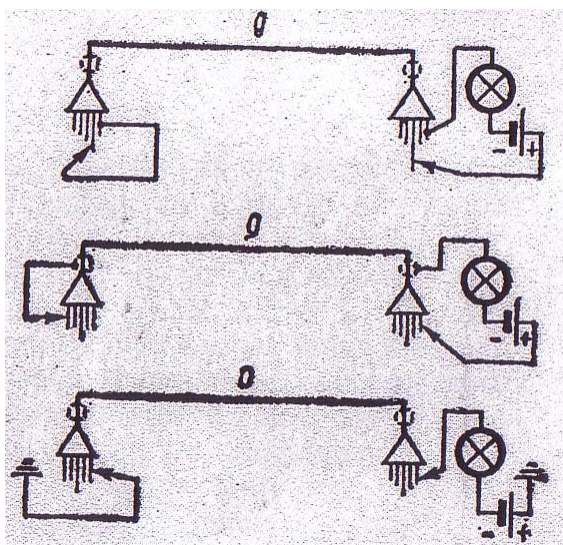


Рис. III.4. Схема прозвонки длинного кабеля мегомметром.

Рис. III.3. Схема прозвонки длинного кабеля пробником:

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

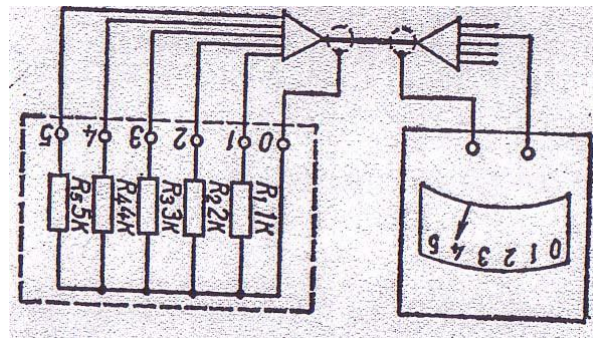


Рис. III.5. Схема прозвонки длинного кабеля жилотыскомателем.

Порядок прозвонки по схеме, приведенной на рис. III.2 (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.

Если количество прозваниваемых жил невелико, нет микротелефонных трубок или прозвонку проводит один человек, то можно воспользоваться схемами, приведенными на рис. III.3 – III.5.

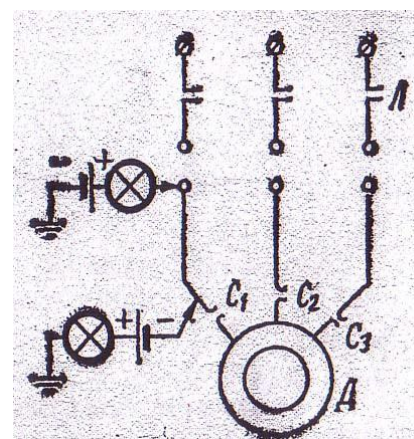


Рис. III.6. Схема прозвонки двумя пробниками

Жилоискатель (рис. III.5) 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 (рис. III.6). 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.

Измерение диэлектрических потерь изоляции ЭО

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.

Для токов и мощности потерь в диэлектрике действительны такие соотношения (рис. III.14).

Отношение активной составляющей тока I_A к емкостной I_C

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

(III.8)

Емкостной ток

$$I_C = \omega CU,$$

(III.9)

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

Потери в диэлектрике

$$P = UI_A = UI \cos\varphi = UI_C \operatorname{tg}\delta$$

(III.10)

или, согласно формуле (III.9),

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

(III.11)

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

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

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

При наладке для измерения $\operatorname{tg}\delta$ широко применяют мост типа МД-16 (см. гл. II). Этим мостом можно измерить диэлектрические потери по

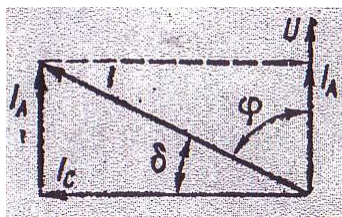


Рис. III.14. Векторная диаграмма токов и напряжений в диэлектрике.

нормальной схеме (рис. III.15, *а*), 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 (рис. III.15, *б*).

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.

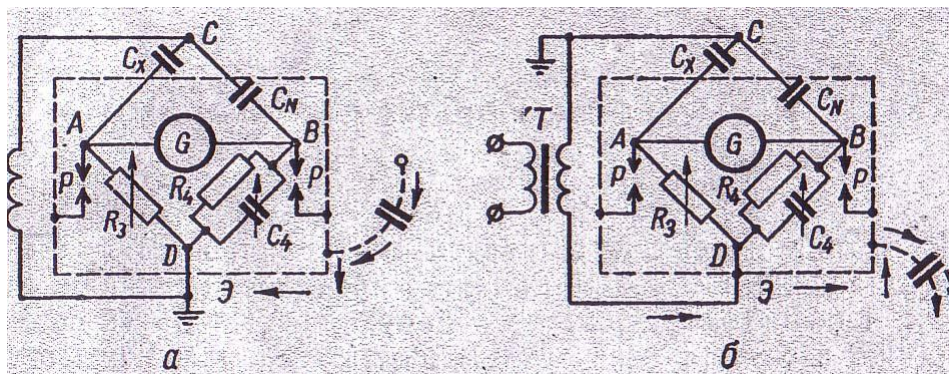


Рис. III.15. Принципиальные схемы включения моста типа МД-16:

а – 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 удается 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

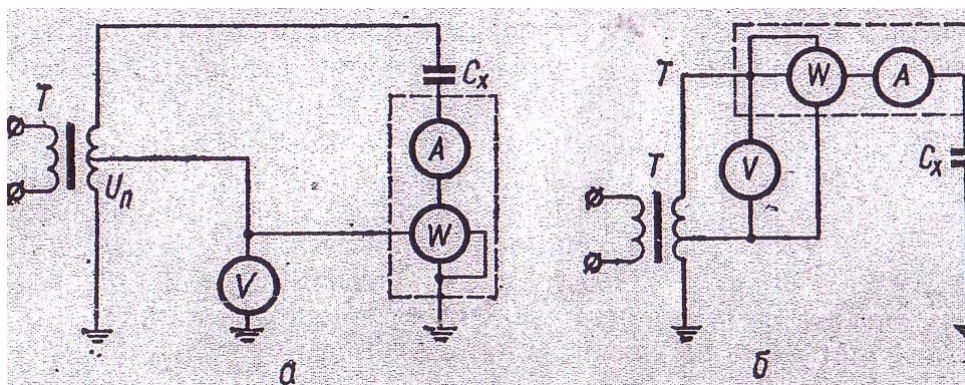


Рис. III.16. Схемы определения $\text{tg}\delta$ с помощью вольтметра, ваттметра и амперметра:

a – нормальная; $б$ – перевернутая.

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.

Значительно реже $\text{tg}\delta$ измеряют с помощью ваттметра, вольтметра и амперметра (рис. III.16).

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

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

Проверка цепей трансформаторов тока и определение коэффициента трансформации

Схемы соединения вторичных обмоток трансформаторов тока.

Трансформаторы тока (ТТ) имеют следующую маркировку выводов: L_1 и L_2 – первичные обмотки, I_1 и I_2 – вторичные обмотки. Однополярными выводами являются L_1 и I_1 . Трансформаторы тока, как правило, устанавливаются выводом L_1 к шинам, а вывод к защите берется с I_1 . На рис. 1-18 представлены типовые схемы соединения вторичных цепей трансформаторов тока.

На рис. 1-18, а представлена схема соединения в звезду при установке ТТ в каждой фазе. При такой схеме в симметричном режиме в нулевом проводе проходит только ток небаланса, обусловленный погрешностями ТТ. В нулевом проводе ток появляется при однофазных коротких замыканиях (к. з.), поэтому можно считать, что реле, включенные в нулевой провод, включены на фильтр тока нулевой последовательности. Схема соединения ТТ в звезду наиболее распространенная, широко применяется для защиты от междуфазных и однофазных к. з., для устройств автоматики и измерений.

Если реле, установленные в фазных проводах, не используются, то эта схема упрощается и принимает вид схемы на рис. 1-18, б.

На рис. 1-18, в дана схема соединения ТТ в неполную звезду при установке ТТ в двух фазах. Такая схема используется для выполнения защит от междуфазных к. з. в двух- и трехрелейном исполнении, особенно присоединений с изолированной нейтралью. В нулевом проводе проходит сумма токов двух фаз.

На рис. 1-18, г приведена схема соединения ТТ в треугольник при установке ТТ в трех фазах. Схема применяется для выполнения дифференциальных защит трансформаторов, когда необходимо компенсировать фазовый сдвиг токов при соединении обмоток

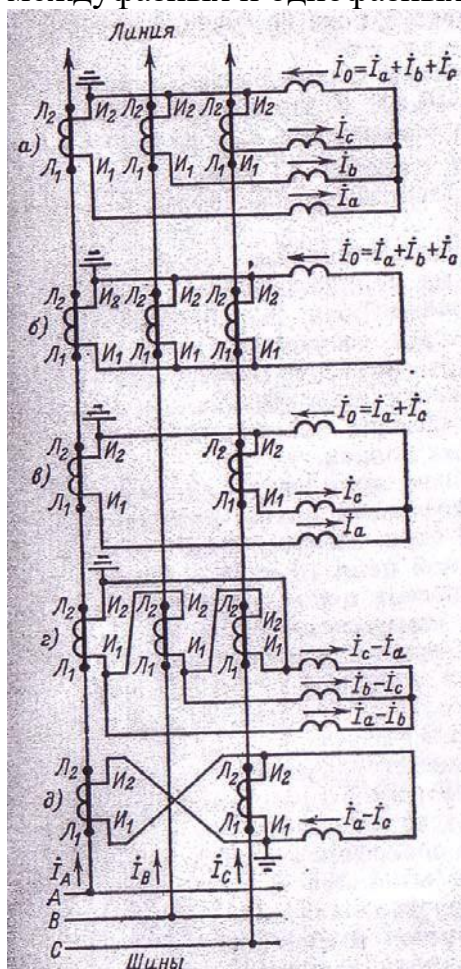


Рис. 1-18. Схемы соединения

вторичных обмоток ТТ.

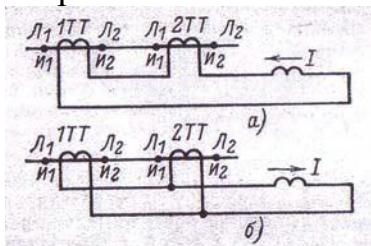


Рис. 1-19. схемы последовательного и параллельного включений вторичных обмоток ТТ.

трансформатора звезда – треугольник. В фазном проводе проходит разность токов двух фаз.

На рис. 1-18, д дана схема соединения ТТ на разность токов двух фаз, используется для выполнения защиты от междофазных к. з. в однорелейном исполнении.

В некоторых случаях для уменьшения нагрузки на ТТ применяются схемы с последовательным соединением ТТ (рис. 1-19, а). У установленных в одной фазе ТТ с соблюдением полярностей соединяются первичные обмотки (L_2 1ТТ и L_1 2ТТ) и вторичные обмотки (I_2 1ТТ и I_1 2ТТ), выводы вторичных цепей в этом случае берут с I_1 1ТТ и I_2 2ТТ. Такое включение ТТ обеспечивает неизменный вторичный ток, равный $I_2 = I_1 / n_{\text{ТТ}}$, но позволяет в 2 раза увеличить нагрузку на ТТ. Схема имеет тот же коэффициент трансформации, что и каждый ТТ.

Значительно реже применяются схемы с параллельным включением вторичных обмоток ТТ (рис. 1-19, б). В этом случае коэффициент трансформации схемы в 2 раза меньше, чем $n_{\text{ТТ}}$ каждого ТТ, а нагрузка на него вдвое больше. Это свойство ТТ используют, когда необходимо получить малые или нестандартные коэффициенты трансформации.

Проверка правильности соединения вторичных цепей трансформаторов тока. Полностью собранные и подключенные к защите или устройству электроавтоматики токовые цепи, как правило, проверяются первичным током. эта проверка является завершающей, поэтому желательно замеры производить прибором ВАФ-85 без разрыва токовых цепей. При необходимости подключения приборов непосредственно в токовую цепь подключение производится на испытательных зажимах или испытательных блоках.

Проверка токовых цепей может быть выполнена однофазным или трехфазным током. Проверка однофазным током выполняется по одной из приведенных на рис. 1-20 схем. Нагрузочным устройством НУ устанавливают ток в первичной цепи 10-20% номинального значения и, измеряя токи во вторичных цепях, проверяют выполнение токовых цепей. Соотношения измеряемых токов при правильном выполнении токовых цепей и при наиболее вероятных ошибках и неисправностях приведены в табл. 1-7 – 1-10. Проверку токовых цепей ТТ, соединенных в треугольник, производят дважды, например при подаче тока в фазы $A - B$ и $B - C$.

Проверка трехфазным током применяется главным образом при наладке дифференциальных защит трансформаторов, генераторов, мощных электродвигателей. Для этого устанавливается трехфазная закоротка на

одной из сторон силового трансформатора, а на другую подается трехфазное напряжение, обычно 380 В, но иногда и 6 кВ в зависимости от реактивного сопротивления трансформатора. До испытаний предварительно рассчитывается возможный ток и определяется, с какой стороны трансформатора необходимо установить закоротку. Ожидаемый испытательный ток $I_{\text{исп}}$, А, можно оценить по упрощенной формуле, не учитывающей падение напряжения в источнике питания:

$$I_{\text{исп}} = I_{\text{н}} U_{\text{исп}} 100\% / U_{\text{н}} u_{\text{к}}\%,$$

где $U_{\text{исп}}$ – испытательное напряжение, подводимое к трансформатору; $I_{\text{н}}$ и $U_{\text{н}}$ – номинальные ток и напряжение той обмотки трансформатора, на которую подается испытательное напряжение; $u_{\text{к}}\%$ – напряжение короткого замыкания испытываемого трансформатора. Полученное значение $I_{\text{исп}}$ не должно превышать номинального тока трансформатора и должно быть меньше допустимого тока источника питания.

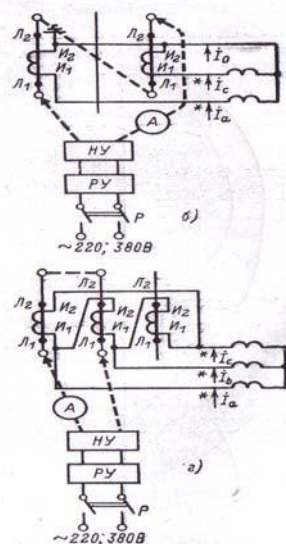
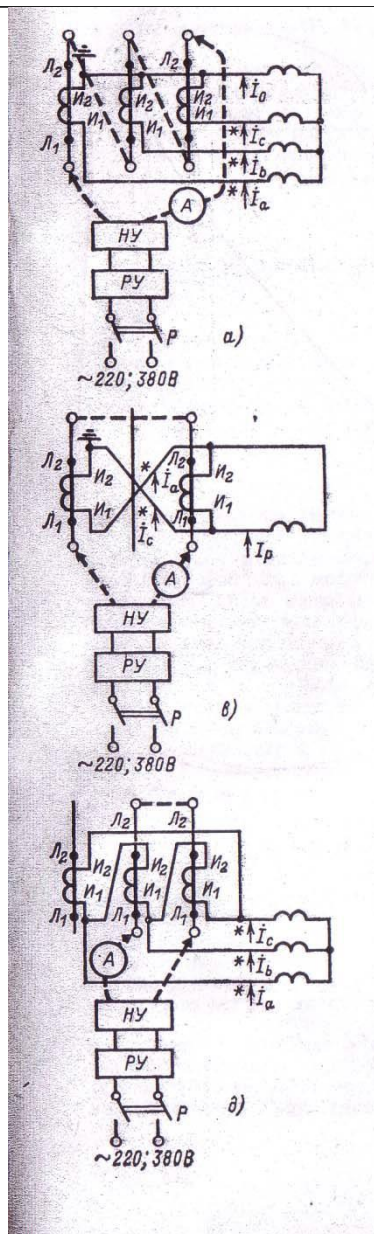
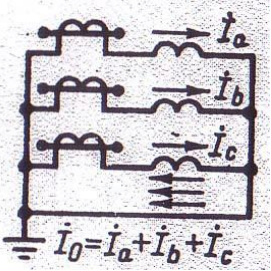
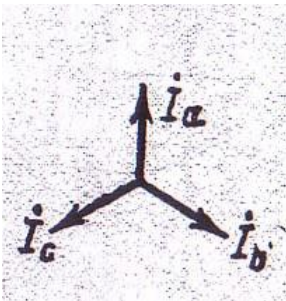
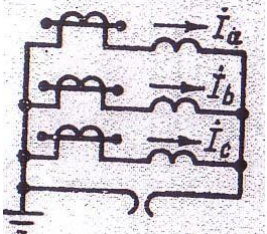
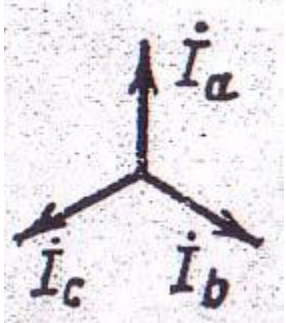
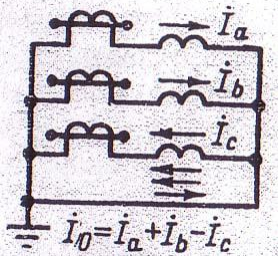
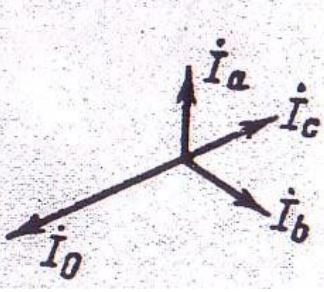


Рис. 1-20. Схемы проверки токовых цепей первичным однофазным током.

а – по схеме полной звезды; *б* – по схеме неполной звезды; *в* – по схеме на разность токов; *г* – по схеме треугольника, ток подан на фазы *AB*; *д* – по схеме треугольника, ток подан на фазы *BC*; *Р* – рубильник; *РУ* – регулировочное устройство; *НУ* – нагрузочное устройство; *А* – прибор для измерения первичного тока, стрелками указаны места измерения вторичных токов ВАФ-85; — — — — — соединения первичной испытательной схемы.

Таблица 1-7

Выполнение схемы токовых цепей	Вторичные токи при проверке первичным током по однофазной схеме на рис. 1-20, а	Проверка трехфазным током от постороннего источника или током нагрузки	
		Вторичные токи	Векторная диаграмма токов для режима активной нагрузки
 Схема выполнена правильно	$I_a = I_b = I_c = I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_0 = 3 I_1/n_{\text{ТТ}}$	$I_a = I_b = I_c = I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_0 = I_{\text{нб}}$	
 Обрыв нулевого провода	$I_a \approx I_b \approx I_c \approx 0$ или $\ll I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_0 = 0$	$I_a = I_b = I_c = I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_0 = 0$	
 Вторичная обмотка ТТ в фазе С включена с обратной полярностью	$I_a = I_b = I_c = I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_0 = I_1/n_{\text{ТТ}}$	$I_a = I_b = I_c = I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_0 = 2 I_1/n_{\text{ТТ}}$	

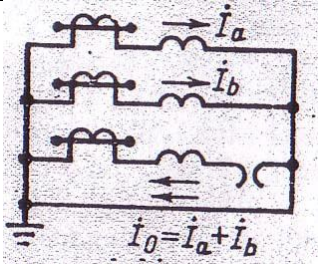
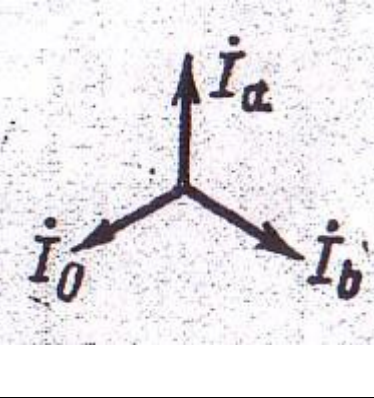
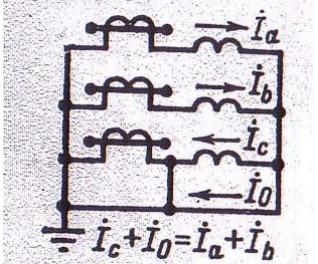
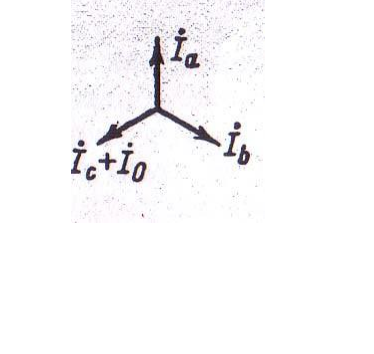
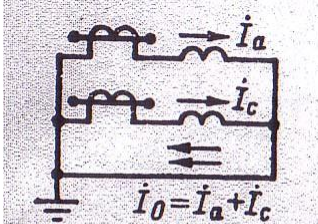
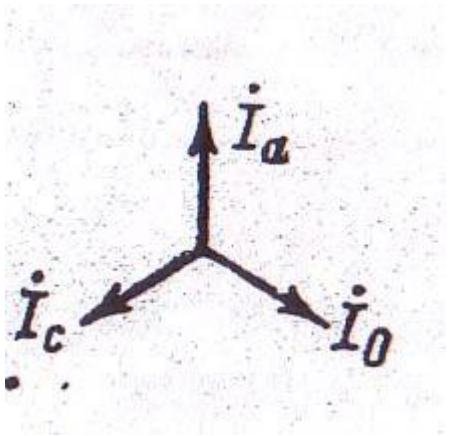
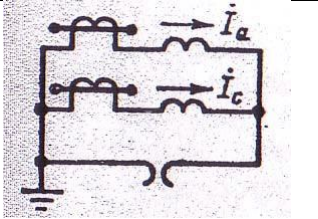
 Обрыв цепи или вторичной обмотки ИИ фазы С	$I_a = I_b = I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_c = 0;$ $I_0 = 2 I_1/n_{\text{ТТ}}$	$I_a = I_b = I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_c = 0;$ $I_0 = I_1/n_{\text{ТТ}}$	
 Закорочен ТТ фазы С	$I_a = I_b = I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_c + I_0 = I_a + I_b$ $= 2 I_1/n_{\text{ТТ}}$	$I_a = I_b = I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_c + I_0 = I_1/n_{\text{ТТ}}$	

Таблица 1-8

Выполнение схемы токовых цепей	Вторичные токи при проверке первичным током по однофазной схеме на рис. 1-20, а	Проверка трехфазным током от постороннего источника или током нагрузки	
		Вторичные токи	Векторная диаграмма токов для режима активной нагрузки
 Схема выполнена правильно. Схема выполнена правильно	$I_a = I_c = I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_0 = 2 I_1/n_{\text{ТТ}}$	$I_a = I_c = I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_0 = I_1/n_{\text{ТТ}}$	
 Обрыв нулевого	$I_a = I_c \approx 0$ или $\ll I_1/n_{\text{ТТ}}$ $I_0 = 0$	$I_a = I_c$ $I_0 = 0$ Токи малы, зависят от параметров ТТ	Векторная диаграмма неопределенная

провода			
---------	--	--	--

ИЗМЕРЕНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА ТРАНСФОРМАЦИИ

Коэффициент трансформации обмоток трансформатора проверяется путем одновременного измерения напряжения обмоток высшего и низшего напряжения по схемам на рис. 5-4 при помощи вольтметров класса не ниже 0,5. Измерения производятся для всех обмоток на всех ответвлениях. Для трехобмоточных трансформаторов допускается проверка коэффициента трансформации поочередно между двумя парами обмоток, при этом проверку рекомендуется делать на тех обмотках, между

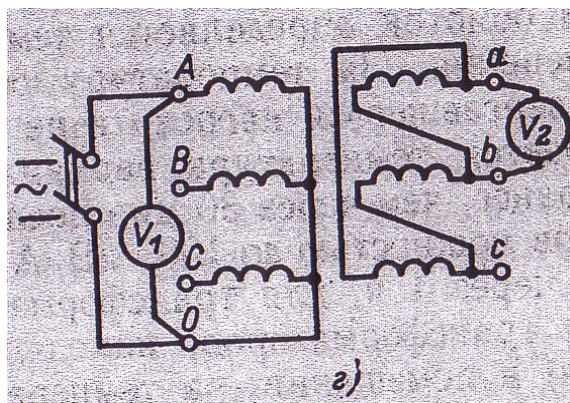
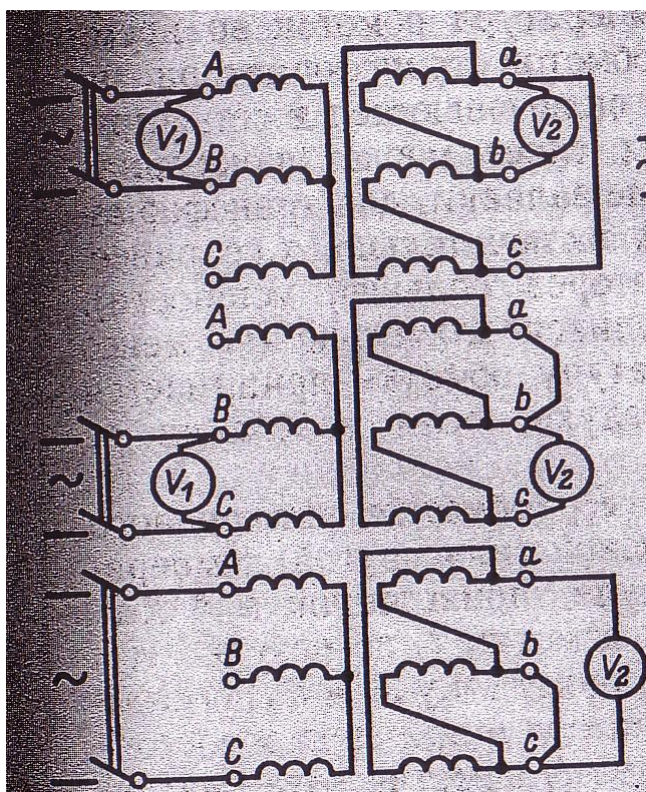
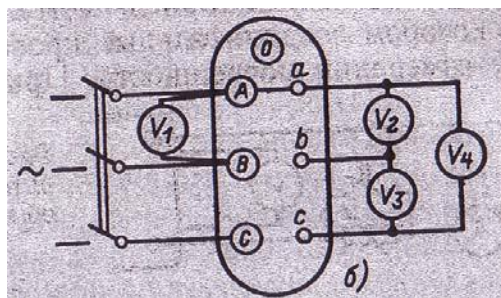
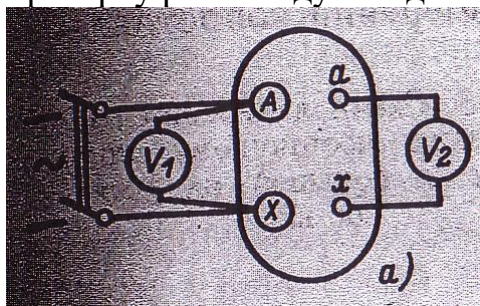


Рис. 5-4. Измерение коэффициентов трансформации силовых трансформаторов.

a – однофазных; b – трехфазных по трехфазной схеме возбуждения; c – трехфазных по однофазной схеме возбуждения; d – трехфазных с нулевым выводом по однофазной схеме возбуждения.

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 фазы, 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:

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

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:

$$R_L = R_{\phi} \sqrt{3}.$$

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:

$$R_{1\phi} = \frac{U_{A0}}{U_{ab}}; \quad R_{1\phi} = \frac{U_{A0}}{U_{bc}}; \quad R_{1\phi} = \frac{U_{C0}}{U_{ac}}.$$

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.

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 A, B, C, X, Y, Z , а выводы обмоток низшего напряжения (НН) - буквами a, b, c, x, y, z .

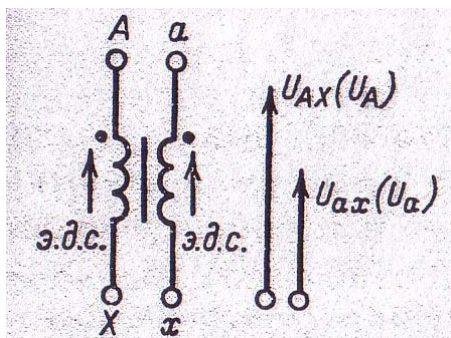


Рис. 5-5. Изображение однополярных выводов при одинаковом направлении намотки обмоток.

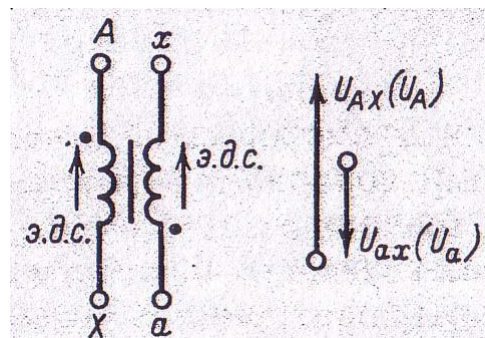


Рис. 5-6. Изображение однополярных выводов при различных направлениях намотки обмоток.

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

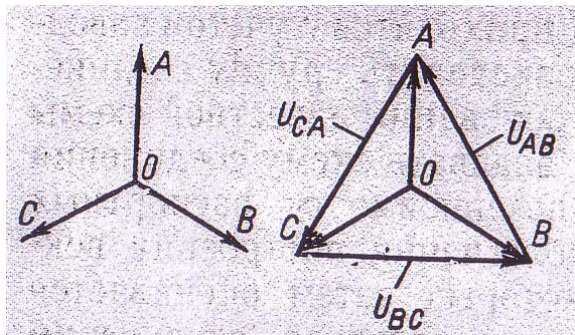


Рис. 5-7. Векторная диаграмма напряжений.

соединения обмоток трансформатора и подключения его к сети. Чередование фаз сети согласно ГОСТ принимается $A - B - C$ (рис. 5-7).

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 СССР 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. Примеры различных групп соединения и соответствующие им векторные диаграммы показаны на рис.5-8. 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 6 (рис. 5-8) 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 6 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 НН 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.

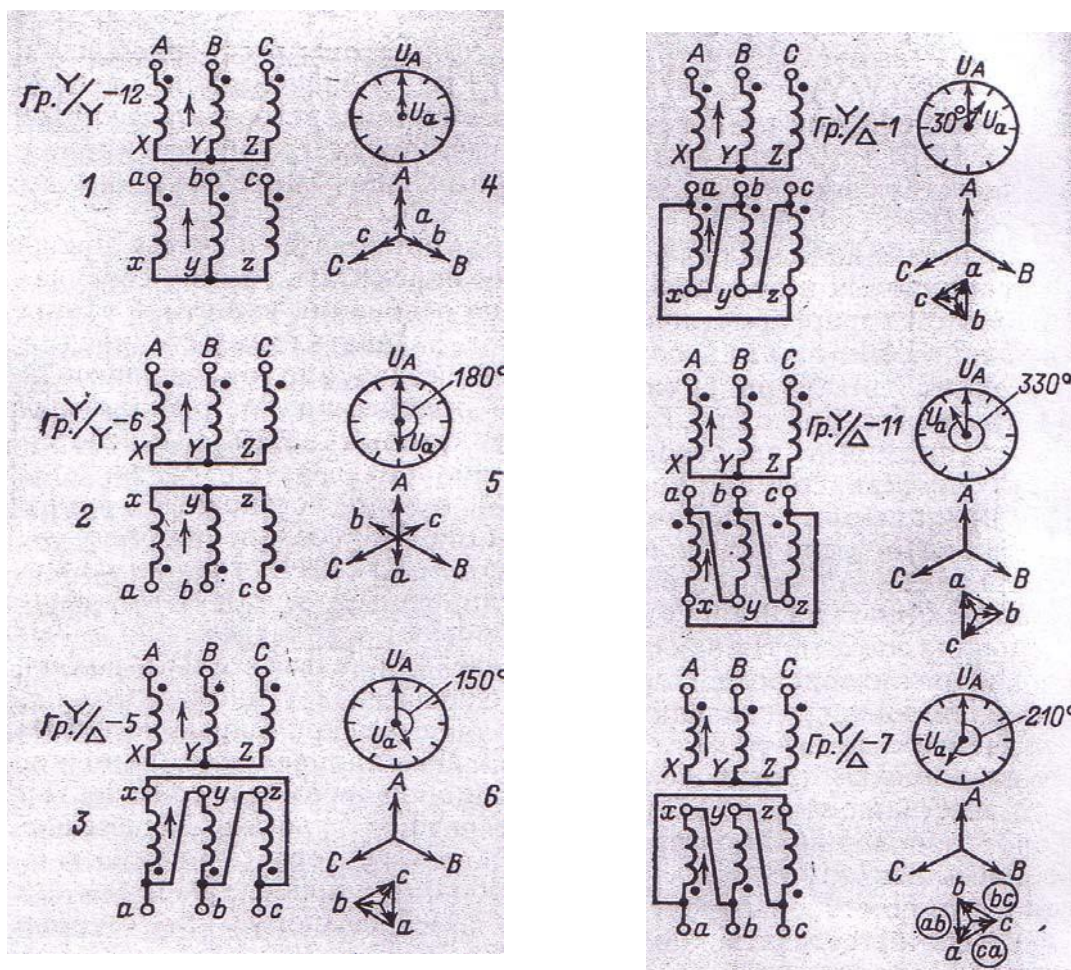


Рис. 5-8. Примеры схем соединения обмоток силовых трансформаторов. Точками обозначены согласно ГОСТ однополярные выводы.

В случаях 1, 4, 5 – направление обмоток одинаковое, а в случаях 2, 3, 6 – разное. Стрелками показано направление э. д. с. обмоток.

Группу трансформаторов можно изменять, не делая никаких изменений в схеме соединения самих обмоток, только за счет циклической перестановки фаз напряжения со стороны ВН или НН. Очевидно, что если вместо фазы *B* на высокую сторону подсоединить фазу *A*, вместо *C* – фазу *B*, а вместо *A* – фазу *C*, то группа изменится по сравнению с исходной с седьмой на одиннадцатую. Аналогично, группа изменится на третью, если еще раз произвести циклическую перестановку фаз на фазу *C* подсоединить фазу *A*, на фазу *A* – фазу *B*, на фазу *B* – фазу *C*.

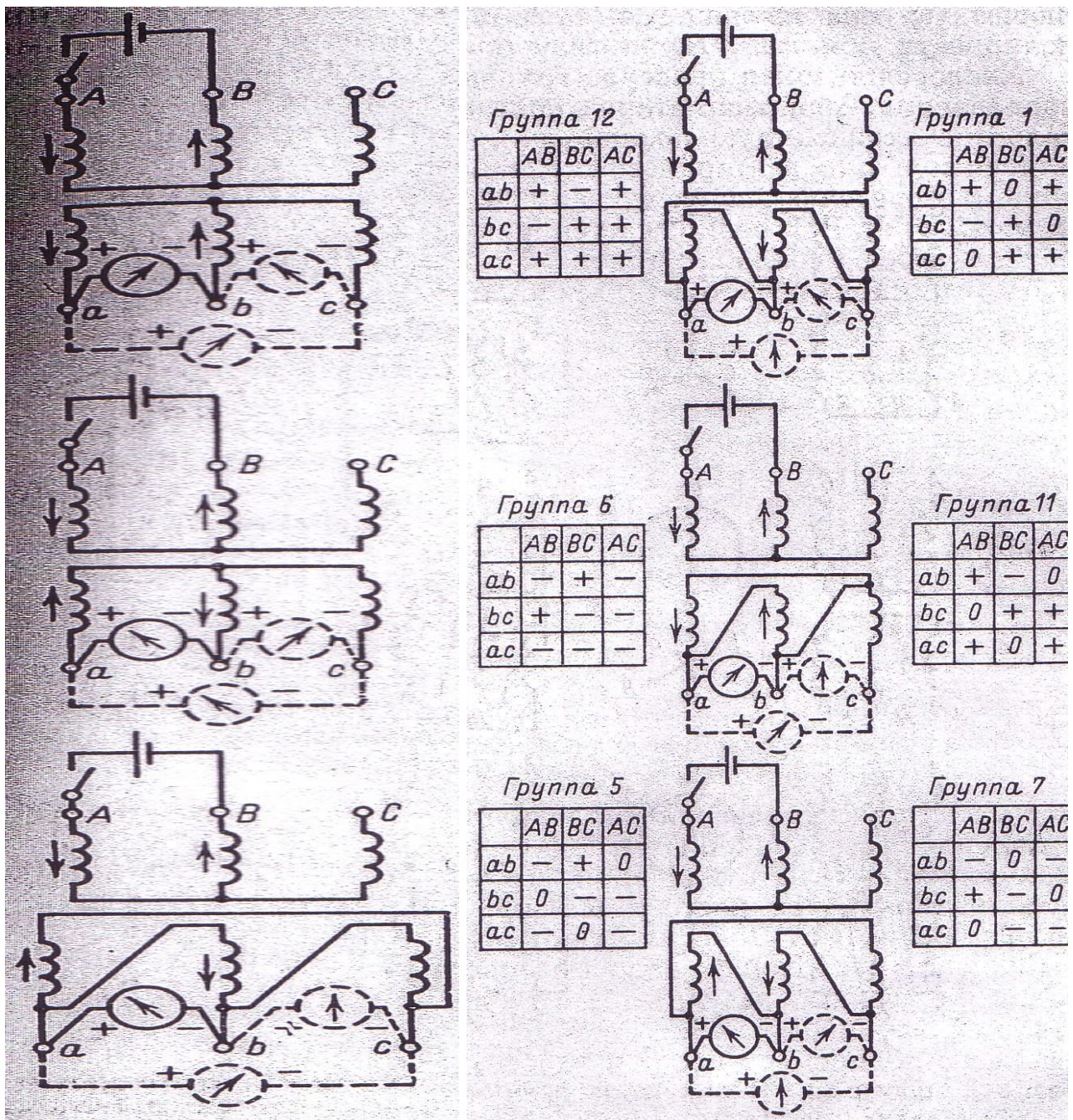


Рис. 5-9. Проверка группы соединения трансформаторов с помощью гальванометра (методом поляромера).

Практическое занятие 8
Измерение полного сопротивления петли «фаза-нуль» в
электроустановках до 1000 В
с глухозаземленной нейтралью.

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.

- 1.1. Измерение полного сопротивления петли «фаза-нуль» производится на основании Параграфа 1.8.36. п.4 ПУЭ и приложения 1 п.26.4 ПЭЭП
- 1.2. Нормы и методы измерения полного сопротивления петли «фаза-нуль» учитывают требования ГОСТ Р 50571. 16-99, ГОСТ Р 50571. 3-9, ПУЭ издание седьмое, пункты 1.7.79, 1.7.81.
- 1.3. цель измерения – выяснение возможности надежного отключения аварийного участка электроустановки.

2. ОБЪЕКТ ИЗМЕРЕНИЯ.

- 2.1. Объектом измерения является электрическая цепь, состоящая из следующих элементов:
- фазы питающего трансформатора;
 - фазного, нулевого рабочего, нулевого защитного проводников, соединяющих фазу трансформатора с токоприемником;
 - аппаратов защиты, установленных в указанной цепи.

3. ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ.

- 3.1. полное сопротивление петли «фаза-нуль» состоит из активной и реактивной составляющих входящих в нее элементов.

В общем случае $Z_n = (R_{тр} + R_{ц})^2 + (X_{тр} + X_{ц})^2$, Ом

Начальник Испытательной лаборатории		В.Р. Якубин	Зам. начальника Управления по общим вопросам		В.М. Усенков
---	--	----------------	--	--	-----------------

Практическое занятие по проверки срабатывания расцепителей автоматических выключателей.

1. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.

- 1.1. Настоящий документ определяет методику проверки срабатывания расцепителей автоматических выключателей.
- 1.2. Проверка срабатывания расцепителей автоматических выключателей производится на основании требования параграфа 1.8.34 (п.3) ПУЭ.
- 1.3. Цель измерений – проверка соответствия измеренных параметров срабатывания расцепителей автоматических выключателей заводским данным.

2. ОБЪЕКТ ИЗМЕРЕНИЯ.

- 2.1. Выключатели автоматические (в дальнейшем АВ) предназначены для протекания тока в нормальном режиме и отключения тока при перегрузках и коротких замыканиях.

3. ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ.

- 3.1. Время срабатывания теплового расцепителя при протекании через него тока перегрузки.
- 3.1.1. Ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

4. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ.

- 4.1. В помещении, где производиться измерения, не должно быть значительных движений воздуха.
- 4.2. Питание схемы измерения может осуществляться, как от постоянного тока, так и от временного источника.
- 4.3. При измерениях АВ должен находиться в рабочем положении с закрытой крышкой, чтобы исключить рассеивание тепла, выделяемого тепловым расцепителем.

Начальник Испытательной лаборатории		В.Р. Якубин	Зам. начальника Управления по общим вопросам		В.М. Усенков
---	--	----------------	--	--	-----------------

Практическое занятие по проверки срабатывания расцепителей автоматических выключателей.

3. ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ.

- 3.1. Настоящий документ определяет методику проверки срабатывания расцепителей автоматических выключателей.
- 3.2. Проверка срабатывания расцепителей автоматических выключателей производится на основании требования параграфа 1.8.34 (п.3) ПУЭ.
- 3.3. Цель измерений – проверка соответствия измеренных параметров срабатывания расцепителей автоматических выключателей заводским данным.

4. ОБЪЕКТ ИЗМЕРЕНИЯ.

- 2.1. Выключатели автоматические (в дальнейшем АВ) предназначены для протекания тока в нормальном режиме и отключения тока при перегрузках и коротких замыканиях.

3. ОПРЕДЕЛЯЕМЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ.

- 3.1. Время срабатывания теплового расцепителя при протекании через него тока перегрузки.
- 3.1.1. Ток срабатывания электромагнитного расцепителя.

5. УСЛОВИЯ ИЗМЕРЕНИЙ.

- 5.1. В помещении, где производиться измерения, не должно быть значительных движений воздуха.
- 5.2. Питание схемы измерения может осуществляться, как от постоянного тока

Начальник Испытательной лаборатории		В.Р. Якубин	Зам. начальника Управления по общим вопросам		В.М. Усенков
---	--	----------------	--	--	-----------------

Практическое занятие № 9
ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
ТРАНСФОРМАТОРА

Мощность _____ МВ А
 Уном " _____ КВ

Заводской № _____

1. Состояние изоляции обмоток и коэффициент абсорбции

Обмотка	R_{60} паспорт.	R_{60} замер.	R_{60} приведенное к заводской температуре (K_2)	отклонение, %	Заключение
ВН					
СН					
НН					

2. $\lg q$ изоляции обмоток

Обмотка	$\lg q$ паспорт.	$\lg q$ замер.	$\lg q$ приведенный к заводской температуре (K_1)	отклонение, %	Заклучение
ВН					
СН					
НН					

Примечание:

а) У трансформатора температуру изоляции измеряют по сопротивлению меди обмоток трансформатора по формуле:

$$t_0 = R_x / R_0 (t_0 + 235) - 235$$

R_0 - сопротивление обмотки по паспорту трансформатора при температуре /,...

б) Значение коэффициентов K_1 ($\lg q$) и K_2 (R_{60})

$t_2 - t_1, ^\circ C$	K_1 ($\lg q$)	K_2 (R_{60})	$t_2 - t_1, ^\circ C$	K_1 ($\lg q$)	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:

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

5. Коэффициент трансформации

Обмотка	Положение переключателя	заводской $K_{тр}$	AB/ав к	BC/вс к	CA/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						

6. Потери холостого хода

Выводы обмоток	Положение переключателя	приложен. U_k к выводам, В	Закороченные выводы	Показания приборов		отклонение от заводского (не более 1%)	Заключение
				U(В)	P(ВТ)		

вс - [А - (ас)]

ас - [В - (ав)]

ав - [С - (вс)]

7. Хроматографический анализ трансформаторного масла

норма	фактически
1 раз в 6 месяцев	

8. Испытание трансформаторного масла

влажность 0,0010 %

	$U_{пр}$	$\tan \delta \leq 1,7$ до заливки	$U_{пр}$	$\tan \delta \leq 2,0$ после заливки
$U_{пр} \geq 60 \text{ кВ}/55 - 60 \div 150 \text{ кВ}$				
$U_{пр} \geq 65 \text{ кВ}/60 - 220 \div 500 \text{ кВ}$				

9. Состояние вводов

фаза	изоляция	давление масла	контроль изоляции (ПИН)
А			
В			
С			

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

Министерство науки и высшего образования
Российской Федерации

ФГАОУ ВО
«Северо-Кавказский федеральный университет»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
по выполнению лабораторных работ по дисциплине
«Специальные вопросы разработки и эксплуатации
электрооборудования в электротехнических
системах»

Ставрополь, 2026

Предисловие

В методических указаниях рассматривались три основные темы: технология монтажа воздушных линий, монтаж трансформаторных подстанций и технология монтажа электрических двигателей.

В монтаже воздушных линий освещены следующие вопросы: конструкции опор, проводов, изоляции, арматуры и заземляющих устройств; монтаж ВЛ, состоящий из разбивки трассы ВЛ и подготовки котлованов под опоры; монтаж опор; раскатка, соединение, натяжение и визирования проводов, приемка линии в эксплуатацию.

Монтаж трансформаторных подстанций включает следующие разделы: Типы трансформаторных подстанций, строительно-монтажные работы, монтаж КРУ, КСО и КТП, устройство и монтаж силовых трансформаторов, подготовительные работы к монтажу трансформаторов, ревизия активной части трансформатора, испытания трансформаторов.

Для освещения темы технология монтажа электрических двигателей использовались следующие вопросы: устройство асинхронных электродвигателей и виды конструктивного исполнения, транспортирование, ревизия и сушка электродвигателей, сборка и установка электродвигателей, монтаж электродвигателей, установка двигателей на фундаментах стенах, колоннах, полах и потолках, соединение и центровка электрических машин с механизмами.

Инструкция по технике безопасности при работе со стендами

К работе допускаются студенты прошедшие первичный инструктаж на рабочем месте. О проведении инструктажа делается запись в журнал регистрации инструктажа на рабочем месте.

Перед началом работ: изучить методические указания и теоретические положения по теме, подготовить аппаратуру, оборудование, измерительные приборы, инструмент и принадлежности; проверить наличие и надежность подсоединения заземляющих проводников к арматуре и магистрали заземления, заземлить измерительные приборы.

В процессе работы: собрать электрическую схему и докладывать преподавателю; с разрешения преподавателя подавать питание на рабочее место; провести исследования, результаты оформить в отчете.

При работе в аудитории должно находиться не менее двух человек.

Регулировки и подсоединения по возможности производить одной рукой.

При нарушении мер и правил безопасности первый, увидевший нарушение подает команду «стоп», по которой все работы прекращаются и докладывает преподавателю.

При возникновении неисправности снять питание с рабочего места и доложить преподавателю, неисправность не устранять.

При поражении электрическим током освободить пострадавшего от действия электрического тока. На каждом рабочем месте имеется автоматический выключатель, который необходимо выключить. Если пострадавший поражен напряжением на корпусе прибора, включенного в сеть, вынуть вилку шнура питания из розетки. Оценить состояние пострадавшего. Если нет дыхания и сердцебиения, сделать искусственное дыхание и непрямой массаж сердца. Вызвать врача, помощь производить до прибытия врача.

По окончании работы: привести аппаратуру в исходное состояние; собрать инструмент и принадлежности; навести порядок и доложить преподавателю об окончании работы.

Лабораторная работа №1

Технология монтажа воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ

Цель работы: разработать проект производства работ по монтажу ВЛ; ознакомиться с технологией сборки и установки опор; изучить последовательность технологических операций строительства линий электропередачи.

Общие теоретические сведения

Общие сведения о воздушных линиях

Электрической воздушной линией (ВЛ) называется устройство, предназначенное для передачи и распределения электрической энергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным к различным опорным конструкциям. Воздушные линии электропередачи делятся на ВЛ напряжением до 1000 и выше 1000 В (3, 6, 10 кВ и выше по шкале стандартных напряжений).

Воздушные линии состоят из следующих основных конструктивных элементов: опор, проводов, изоляторов, линейной арматуры и заземляющих устройств. Сооружение ВЛ ведется в соответствии с «Правилами устройства электроустановок» (ПУЭ) и «Строительными нормами и правилами» (СНиП).

Воздушные линии электропередачи характеризуются простотой эксплуатации и ремонта, возможностью использования опор напряжением до 1000 В для подвешивания на них проводов радиосети, местной телефонной связи, наружного освещения, телеуправления, сигнализации, более низкой стоимостью сооружения 1 км ВЛ по сравнению со стоимостью сооружения кабельной линии такой же протяженности (примерно на 25–30 %).

При сооружении ВЛ должны учитываться местные климатические условия, а также возможность гололедных образований, которые могут стать причиной обрыва проводов и разрушения опор линии.

Район гололедности характеризуется по толщине стенок льда, образуемого на проводах ВЛ. Различаются следующие районы гололедности:

I район-толщина стенок льда на проводе до 5 мм

II» » » » от 6 до 10 мм

III» » » 11 » 15 мм

IV» » » 16 » 20 мм

Если толщина стенок льда образуемого на проводах ВЛ, превышает 20 мм, то эту местность относят к особо гололедному району.

Провода ВЛ напряжением до 10 кВ крепят к изоляторам, установленным на деревянных или железобетонных опорах. В зависимости от конструкции и назначения различают следующие типы опор: промежуточные, угловые, ответвительные, перекрестные и концевые.

Промежуточные опоры служат для поддержания проводов на требуемой высоте от земли и не рассчитаны на усилия, создаваемые вдоль линии односторон-

ним тяжением проводов в случае их обрыва в одном из соседних пролетах. Промежуточные опоры устанавливают на прямых участках трассы на расстоянии 35–45 м при напряжении ВЛ до 1 кВ, 50–60 м при напряжении ВЛ 6 и 10 кВ. Промежуточные опоры составляют выше 80% общего количества опор ВЛ.

Угловые опоры устанавливают в местах изменения направления трассы ВЛ. Эти опоры должны воспринимать при нормальных условиях работы слагающую тяжений проводов смежных пролетов, действующую по биссектрисе внутреннего угла, образуемого проводами.

Ответвительные опоры предназначены для ответвлений от проводов магистральных ВЛ при необходимости электроснабжения потребителей, находящихся на некотором расстоянии от ее трассы.

Перекрестные опоры применяют для выполнения на них скрещивания проводов ВЛ двух направлений.

Концевые опоры устанавливают в начале и конце воздушной линии. Они воспринимают направленные вдоль линии усилия, создаваемые нормальным одностронним тяжением проводов.

В воздушных линиях применяются также анкерные опоры, имеющие повышенную прочность и более сложную конструкцию.

Анкерные опоры могут быть промежуточными, угловыми, ответвительными, перекрестными или концевыми.

Промежуточный пролет – это расстояние по горизонтали между двумя смежными промежуточными опорами. Эти пролеты на ВЛ до 1 кВ обычно колеблются от 30 до 50 м, а на ВЛ выше 1 кВ составляют 100–250 м и больше.

Анкерный пролет – это расстояние по горизонтали между опорами, на которых провода закрепляют жестко.

Опоры независимо от их типа могут выполняться с подкосами или с оттяжками как однопроволочными, так и многопроволочными.

Количество и типы опор, необходимых для сооружения ВЛ, а также расстояния между ними (шаг опор) определяются: сложностью и конфигурацией трассы; количеством, материалом и сечением подвешиваемых проводов; климатическими условиями района; степенью населенности территории, по которой проходит трасса ВЛ; требованиями, обеспечивающими надежность и безопасность эксплуатации сооружаемой воздушной линии.

Провода ВЛ должны быть подняты над землей и отдалены от нее, а также от пересекаемых и параллельно расположенных объектов на определенные расстояния, именуемые габаритами провода, габаритами пересечения и габаритами сближения.

Габаритом провода ВЛ над землей называется расстояние по вертикали от точки наибольшего провисания провод до земли.

Габаритом пересечения проводов ВЛ называется кратчайшее расстояние по вертикали от провода до пересекаемого объекта. При пересечении объектов, расположенных под воздушной линией (дороги, реки и т. п.), габарит провода определяется по расстоянию от нижнего провода ВЛ до пересекаемого объекта, а при пересечении воздушной линией объектов, расположенных выше ВЛ (под мостами,

линиями электропередачи более высоких напряжений и т. п.), – от верхнего провода до пересекаемого объекта.

Габаритом сближения проводов ВЛ называется допускаемое кратчайшее расстояние от проводов линии до объектов (зданий, эстакад, надземных коммуникаций и т. п.), расположенных параллельно трассе воздушной линии.

Опоры для ВЛ могут различаться по используемым для их изготовления материалам, а также конструктивно.

Деревянные опоры

Вертикальные расстояния между проводами 400 мм, указанные на рис. 1.1,1.2, должны применяться для ВЛ в I, II и III районах по гололеду, а в IV и особом районах эти расстояния должны быть не менее 600 мм. Простейшей конструкцией деревянных опор являются одиночные столбы. Более сложными являются А-образные, П-образные и АП-образные опоры. Простейшие одностоечные опоры широко применяют для ВЛ 0,38 кВ.

Для изготовления деталей деревянных опор следует применять лесоматериалы хвойных пород (по ГОСТ 9463–88), пропитанные антисептиками заводским способом. Качество пропитки деталей опор должно удовлетворять требованиям ГОСТ. На строительстве ВЛ качество пропитки проверяют выборочным путем, делая

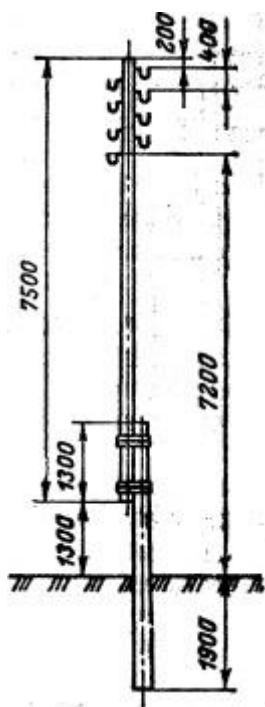
поперечные срезы бревен. Деревянные опоры из сосны и лиственницы с заводской пропиткой антисептиком (креозотовым маслом) служат 25–30 лет.

Ель и пихта хуже, чем сосна, поддаются пропитке анти-

септиками. Древесина их менее насыщена смолой и поэтому легче поддается загниванию. Для деревянных опор ВЛ выше 1 кВ следует применять лиственницу. Для основных элементов

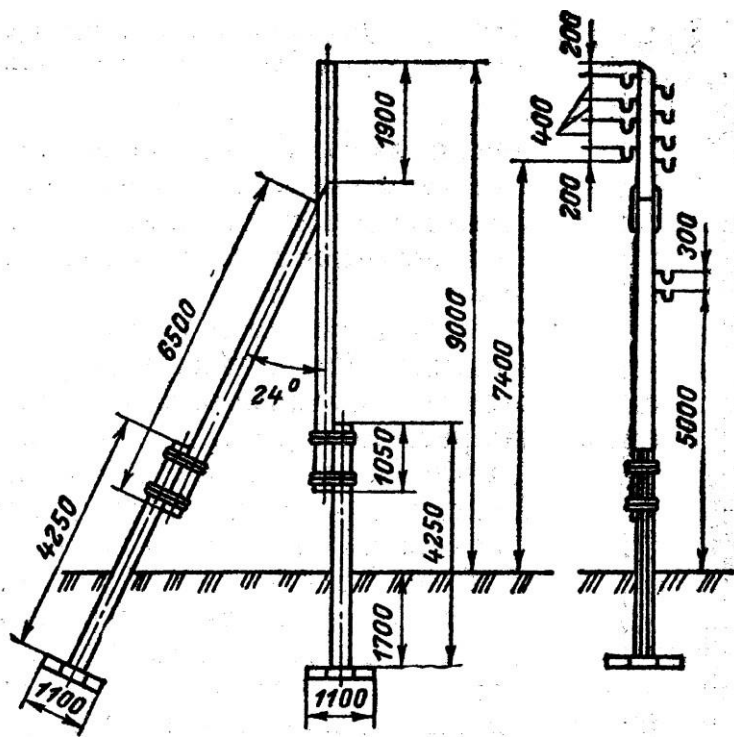
деревянных опор (стоек, пасынков, траверс) диаметр бревен в верхнем отрубе должен быть для ВЛ до 1 кВ не менее 14 см. Для остальных элементов опор диаметр бревен в верхнем отрубе должен быть не менее 12 см. Конусность лиственницы – 10 мм на 1 м длины бревна. Размеры элементов опор должны соответствовать указанным в проекте.

При сборке деревянных опор все детали должны быть пригнаны друг к другу. Зазоры в местах врубок и стыков не должны превышать



щена смолой и при изготовлении деревянных опор применять сосну и

Рисунок 1.1-Деревянная опора ВЛ 0,4 кВ промежуточная с деревянными приставками



4 мм. Древесина в местах соединений должна быть без сучков и трещин. Зарубы, затесы и отколы должны быть выполнены на глубину не более 20 % диаметра бревна. Правильность врубок и затесов должна быть проверена шаблонами (шаблоны изготавливаются из листовой стали толщиной 2–3 мм). Сквозные щели в стыках рабочих поверхностей не допускаются.

Рисунок 1.2- Деревянные опоры ВЛ 0,38 кВ угловые анкерные с железобетонными приставками

Заполнение клиньями щелей или других неплотностей между рабочими поверхностями не допускается.

Отклонение от проектных размеров всех деталей собранной опоры допускается в пределах: по диаметру – минус 1 плюс 2 см, по длине – 1 см на 1 м. Минусовый допуск при изготовлении траверс из пиленых лесоматериалов запрещается. Отверстия в деревянных элементах опор должны быть сверленными. Прожигать отверстия запрещается. Отверстие для крюка, высверленное в опоре, должно иметь диаметр, равный внутреннему диаметру нарезанной части хвостовика крюка и глубину, равную 0,75 длины нарезанной части. Крюк должен быть ввернут в тело опоры всей нарезанной частью плюс 10–15 мм. Диаметр отверстия под штырь должен быть равен наружному диаметру хвостовика штыря.

При сборке одностоечных деревянных опор с траверсами отклонение траверсы от горизонтальной оси и отклонение траверсы относительно линии, перпендикулярной оси ВЛ (для угловой опоры относительно биссектрисы угла поворота ВЛ), должно быть не более 1/50 длины траверс. Торцы деревянных элементов опор, расположенные горизонтально и наклонно, защищают крышкам из шифера, жести, толя, покрытием слоя пасты и т. п.

При сборке болты должны плотно входить в отверстия и затягиваться. Под головки болта и гайки подкладывают шайбы. Под шайбами делают тщательные подтесы. Врубки под шайбы делать не разрешается. Для предупреждения отвинчивания гаек закернивают резьбу на глубину не менее 3 мм на концах всех болтов, расположенных над землей на высоте 3 м и ниже. Длину болтов выбирают такой, чтобы концы их выступали из гаек не менее чем на 40 и не более чем на 100 мм. Концы болтов большой длины срезают и закернивают.

Бандажи, стягивающие стойки опоры с приставками, выполняют из мягкой стальной оцинкованной проволоки диаметром 4 мм. Допускаются бандажи из неоцинкованной проволоки диаметром 5–6 мм. Бандаж из неоцинкованной проволоки покрывают асфальтовым лаком. Число витков бандажа принимают по проекту. При отсутствии таких указаний в проекте число витков принимают: для проволоки диаметром 4 мм – 12; 5 мм – 10 и 6 мм – 8. Затяжку бандажей выполняют так, чтобы все витки проволоки плотно соприкасались друг с другом и были равномерно натянуты. Концы проволоки бандажа загибают и забивают в дерево на глубину 20–25 мм. Вместо проволочных бандажей допускается применять специальные стяжные хомуты. Бандажи стягивают болтами, пропускаемыми между опорой и приставкой. Под головку и гайку болта подкладывают специальные прямоугольные шайбы с загнутыми краями. Каждый бандаж (хомут) должен сопрягать не более двух деталей опоры.

Если ВЛ проходит по лесам, сухим болотам и другим местам, где могут быть низовые пожары, то принимают противопожарные меры во избежание загорания деревянных опор. С этой целью в радиусе 2м от опоры уничтожают траву и кустарник и применяют железобетонные приставки. При этом нижний торец стойки деревянной опоры должен находиться от уровня земли на высоте не менее 1 м.

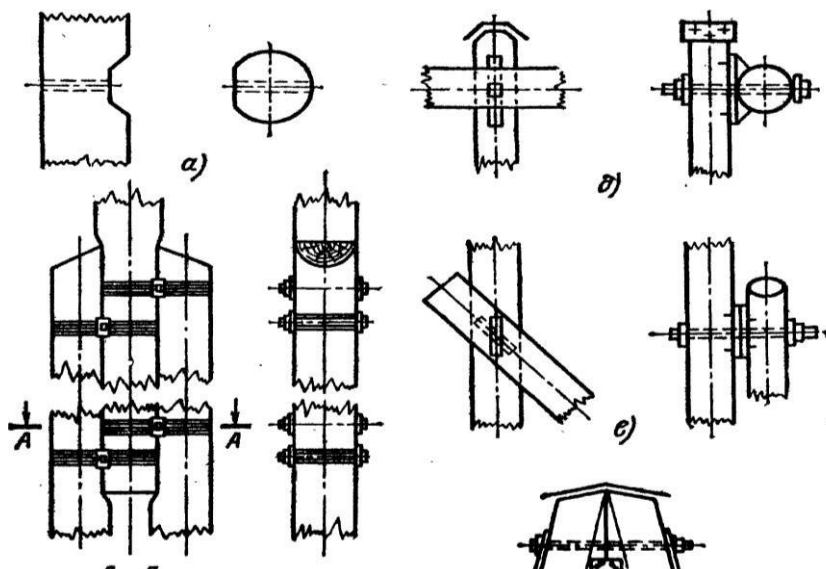
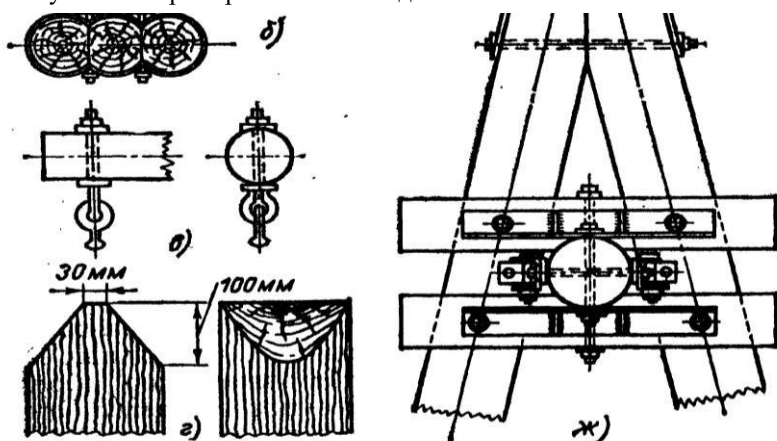


Рисунок 1.3-Примеры сочленений деталей



Железобетонные опоры получили широкое распространение из-за долговечности (срок службы более 60 лет), стойкости к коррозии, простоты в эксплуатации, меньшего расхода металла и несколько меньшей стоимости по сравнению с металлическими опорами; в отличие от металлических они не требуют периодической окраски. По способу уплотнения бетона различают железобетонные опоры двух видов: вибрированные и центрифугированные. Вибрированные опоры имеют различные профили: прямоугольные, квадратные, двутавровые. Центрифугированные опоры имеют кольцевое сечение, вибрированные опоры применяют, как правило, на ВЛ до 10 кВ. На ВЛ 35, 110 кВ и выше обычно применяют центрифугированные опоры.

По виду применяемой стальной арматуры железобетонные опоры могут быть с ненапряженной, с частично напряженной и напряженной арматурой. Наиболее

На рисунке 1.3 приведены примеры выполнения сочленений деталей деревянных опор при сборке: а-траверсы со стойкой врубкой; б - стойки с приставкой; в-крепление гирлянды изоляторов к траверсе; г-затес верхних торцов стоек промежуточных опор д-траверсы со стойкой без врубки; е - раскоса со стойкой; ж - верхней части АП-образной опоры.

Железобетонные опоры получили широкое распространение из-за долговечности (срок службы более 60 лет), стойкости к коррозии, простоты в эксплуатации, меньшего расхода металла и несколько меньшей стоимости по сравнению с металлическими опорами; в отличие от металлических они не требуют периодической окраски. По способу уплотнения бетона различают железобетонные опоры двух видов: вибрированные и центрифугированные. Вибрированные опоры имеют различные профили: прямоугольные, квадратные, двутавровые. Центрифугированные опоры имеют кольцевое сечение, вибрированные опоры применяют, как правило, на ВЛ до 10 кВ. На ВЛ 35, 110 кВ и выше обычно применяют центрифугированные опоры.

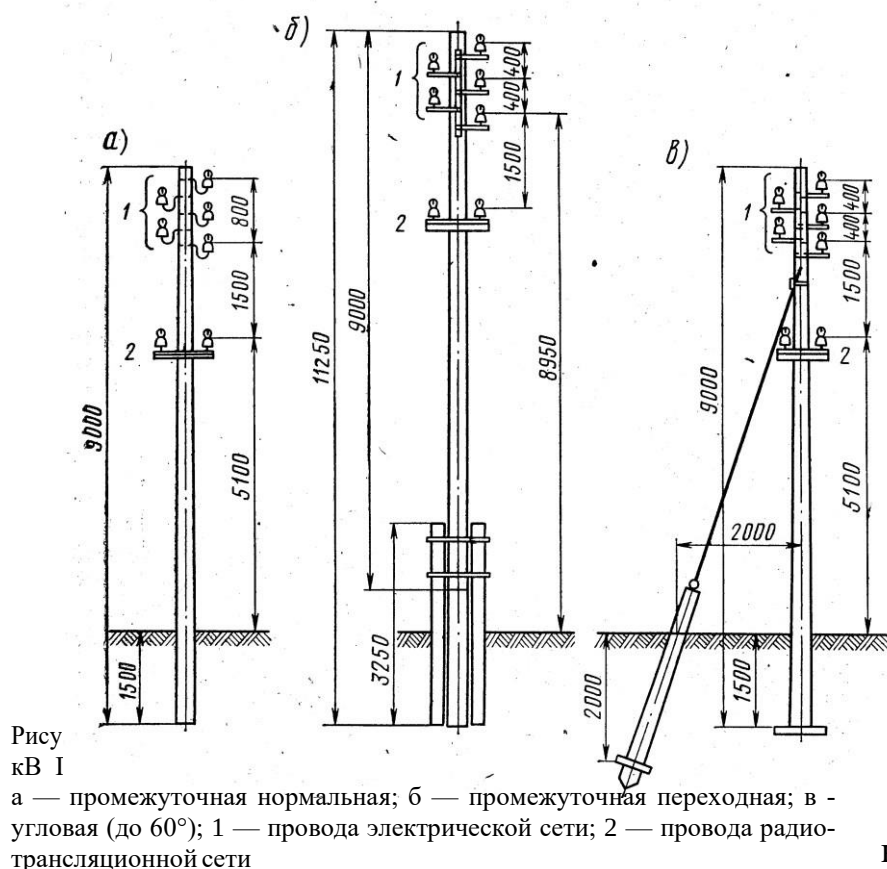
экономичными, прочными и легкими являются опоры с предварительно-напряженной арматурой.

Железобетонные вибрированные опоры 0,38 кВ предназначены для подвески пяти проводов марки А 16–А 50 сети 0,38 кВ и четырех проводов радиосети. Металлические траверсы крепят к стволу опоры болтами. Изоляторы крепят к траверсам на стальных штырях. Опоры и железобетонные детали опор изготавливают из бетона марки 300–400.

Бетон достаточно надежно предохраняет стальную арматуру от коррозии. Тем не менее подземную часть опор и участок, выступающий на 0,6 м над поверхностью

земли, покрывают на предприятии-изготовителе гидроизоляцией. Нижние торцы центрифугированных опор заделывают герметически.

Предприятие-изготовитель снабжает опоры паспортом, в котором указывает: тип опор, марку бетона, вид армирования (стержневое, провололочное, прядевое), номера элементов опор, дату изготовления и отгрузки. На стойках железобетонных опор ВЛ выше 1 кВ несмываемой краской должны быть нанесены заводская маркировка с указанием проектного шифра стойки и кольцевые полосы (выше уровня грунта) с указанием расстояния от полосы до заглубленного в грунт конца



Рису
кВ I

а — промежуточная нормальная; б — промежуточная переходная; в — угловая (до 60°); 1 — провода электрической сети; 2 — провода радиотрансляционной сети

стойки.

Металлические опоры применяют в качестве анкерных и угловых на ВЛ 110, 220 и 330 кВ. На ВЛ 500, 750 кВ и выше применяют, как правило, стальные опоры. Стальные опоры изготавливают на заводах сварными или болтовыми, отгружают отдельными секциями и узлами с просверленными отверстиями под болты для сборки на пикете. Болтовые опоры изготавливают в виде оцинкованных элементов с отверстиями под болты для сборки на пикете. Комплекты элементов на опору отгружают с предприятия-изготовителя связанными в пакеты.

Провода

На ВЛ должны применяться однопроволочные и многопроволочные неизолированные провода. Сечение, диаметр и материал проводов определяют электриче-

ским расчетом сети и конкретными условиями расположения ВЛ (характер местности, пересечения с сооружениями, районы по гололеду и ветру и т. п.)

На ВЛ не допускается применение: расплетенных проводов (включая вводы в здания), стальных однопроволочных проводов диаметром более 5 мм, однопроволочных биметаллических проводов диаметром более 6,5 мм, неоцинкованных в заводских условиях стальных проводов (независимо от района расположения ВЛ).

На ВЛ, как правило, должны применяться многопроволочные алюминиевые провода марки А и провода из алюминиевого сплава марки АН по ГОСТ 839–80Е. При соответствующих технико-экономических обоснованиях на ВЛ в ряде случаев могут применяться многопроволочные сталеалюминиевые провода марки АС и провода из алюминиевого сплава марки АЖ по ГОСТ 839–80Е, многопроволочные стальные провода марки ПС (сечением до 70 мм²), а также однопроволочные стальные провода по ГОСТ 1668–73 *, условно обозначаемые ПСО. При расположении ВЛ в местностях, где наблюдается повышенная коррозия от агрессивных фракций в атмосфере, рекомендуется применять защищенные от коррозии провода АСКС, АСК, АКП, АНКП по ГОСТ 839–80Е. В подобных случаях не допускается применение стальных проводов в любом исполнении.

Минимально допустимые сечения проводов или диаметров для различных участков ВЛ приведены в таблице 1.1, а рекомендуемые области применения проводов различных марок - в таблице 1.2

Основные конструктивные данные применяемых на ВЛ до 1 кВ проводов приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.1-Минимально допустимое сечение или диаметры проводов для различных участков ВЛ-0,38 кВ

Провода	Сечение, мм ² или диаметр, мм		
	Магистральные участки ВЛ	Ответвления к вводам в здания в пролетах	
		до 10 м	более 10 м до 25 м
Алюминиевые и из алюминиевого сплава	16	16	16
Сталеалюминиевые и биметаллические	10	Ø3	Ø4
Стальные многопроволочные	25	25	25
Стальные однопроволочные	Ø4	Ø3	Ø4
Самонесущие	—	4	6

Таблица 1.2 - Области применения проводов в зависимости от конкретных условий трассы ВЛ-0,38 кВ

Марка провода	Область применения	Дополнительные условия
А и АН сечением 16 25 мм ² ; АС сечением 10,6/1,77 мм ²	Повсеместно, за исключением пролетов пересечений с линиями связи, железными дорогами, трамвайными и троллейбусными линиями, судоходными реками и каналами	1. Применение проводов в III, IV и особом районах по гололеду не допускается 2. См. примеч. 2
А и АН сечением 35 50 мм ² ; АС сечением 16/2,7 мм ²	Повсеместно, за исключением пролетов пересечения с железными дорогами и судоходными реками и каналами. Применение провода АС сечением 16/2,7 мм ² при пересечении неизолированных проводов линий связи не допускается	1. Применение проводов марки А и АН сечением 35 мм ² в IV и особом районах не рекомендуется 2. См. примеч. 2
А и АН сечением 70–120 мм ²	Повсеместно	См. примеч. 2
АС сечением 25/4,2; 35/6,2; 50/8; 70/11 мм ² и АН сечением 25–120 мм ²	На участках трассы, где по условиям обеспечения повышенной механической прочности ВЛ не могут быть применены алюминиевые провода эквивалентных сечений (переходы через ответственные инженерные сооружения, гололедные районы III, IV и выше и т. п.)	См. примеч. 2
ПСОЗ	Только на ответвлениях к вводам в здания	1. Применение провода на магистральных участках ВЛ не допускается 2. См. примеч. 1
ПСО4, ПСО5	На ВЛ малой протяженности с небольшими электрическими нагрузками при отсутствии пересечений с инженерными сооружениями	1. Допускается пересечение с ВЛ до 1 кВ на перекрестных опорах 2. См. примеч. 1
ПС25–ПС95	Повсеместно на ВЛ, где электрическим расчетом сети и соответствующими технико-экономическими расчетами установлена целесообразность применения этих проводов, за исключением пролетов пересечения с железными дорогами	См. примеч. 1

Примечания: 1. Применение стальных проводов при наличии агрессивных фракций в окружающей среде не допускается.

2. На ВЛ, расположенных в районах, где опытом эксплуатации установлено интенсивное разрушение сталеалюминиевых или алюминиевых проводов от коррозии в результате наличия агрессивных фракций в окружающей среде, взамен проводов марки АС следует применять провода марки АСКС или АСК, а вместо проводов марок А и АН – провода марки АКП эквивалентных сечений.

Провода и тросы во время монтажа подвергаются большим тяжениям, а в эксплуатации – действию ветра, гололеда, дождя, колебаниям температуры. Кроме того, во время эксплуатации на них действуют химические вещества, находящиеся в воздухе. В связи с этим провода ВЛ при хорошей электрической проводимости должны отличаться большой механической прочностью и достаточной стойкостью к химическим воздействиям. Этому требованию удовлетворяют полностью только алюминиевые провода с антикоррозионным покрытием поверхности. Сталеалюминиевые провода имеют наиболее высокую механическую прочность.

Таблица 1.3 - Конструктивные данные алюминиевых и сталеалюминиевых проводов малых сечений и стальных проводов

Марка провода	Расчетное сечение, мм ²	Число про- волоков и их диаметр, мм	Диаметр провода, мм	Масса провода, кг/км	Строительная длина, м, не ме- нее
А, АКП	15,9	7×1,7	5,1	43	4500
А, АКП	24,9	7×2,13	6,4	68	4000
АН, АНКП	15,9	7×1,7	5,1	44	3000
АН, АНКП	24,7	7×2,12	6,4	69	3000
АС, АСКС	10,6/1,77	6×1,5/1×1,5	4,5	42,7	3000
ПС (ПМС)	24,6	5×2,5	6,8	194,3	—
ПС (ПМС)	34,4	7×2,5	7,5	272	—
ПС (ПМС)	49,4	3×2,2+9×2,3	9,2	389,4	—
ПС (ПМС)	76,4	7×2,2+12×2,3	11,5	616,6	—
ПСО3	7,1	1×3	3	55,6	450
ПСО4	12,6	1×4	4	98,7	400
ПСО5	19,6	1×5	5	154,2	300

Стальные провода и тросы обладают высокой механической прочностью, но малостойки к химическим воздействиям, и поэтому их выполняют из оцинкованных

проволок. В связи с тем что стальные провода обладают меньшей электрической проводимостью, их применяют на менее ответственных линиях при небольших токах в проводах. Такие провода применяют также при пересечении линиями широких оврагов, ущелий, рек, каналов и водоемов,

Для переходов через большие водные пространства применяют сталебронзовые провода БС и сталеалюминиевые особо усиленные.

Провода поставляют на барабанах или в бухтах. Для защиты от механических повреждений при транспортировке барабаны с проводом сплошь обшивают досками по периметру барабана, а провода, поставляемые в бухтах, зашивают в мешковину.

В настоящее время в России ведутся экспериментальные работы по внедрению на ВЛ 0,4 кВ и 10 кВ самонесущих изолированных проводов. За рубежом скрученные изолированные провода и кабели впервые стали применять в начале 60-х годов (во Франции, затем в Бельгии, Италии, Финляндии и других европейских странах). Во Франции и Финляндии изолированные провода практически полностью вытеснили неизолированные провода при сооружении ВЛ до 1 кВ.

Основными преимуществами применения на ВЛ изолированных самонесущих проводов являются: существенное повышение электробезопасности, эксплуатационной надежности; уменьшение гололедно-ветровых нагрузок на опоры; снижение реактивного сопротивления ВЛ (примерно в 3 раза); упрощение технологии СМР; возможность прокладки проводов на стенах зданий и инженерных сооружений, а также на опорах ВЛ средних напряжений; упрощение конструктивных решений многоцепных линий. Расчеты показывают, что применение изолированных самонесущих проводов позволит снизить расход металлопроката не менее чем на 450 кг на 1 км ВЛ, цемента – на 200 кг. Рост производительности труда при строительстве ВЛ составит около 20%.

Изоляция и арматура

Для изоляции проводов ВЛ до 1 кВ применяют фарфоровые и стеклянные изоляторы типов ТФ, НС. Основные технические характеристики наиболее распространенных типов изоляторов приведены в таблице 1.4.

Коэффициент запаса прочности изоляторов, т. е. отношение механической разрушающей нагрузки к нормативному тяжению по приводу, должен быть не менее 2,5.

Таблица 1.4 - Основные технические характеристики изоляторов напряжением до 1 кВ

Тип изолятора	Механическая разрушающая нагрузка на срез головки изолятора, не менее, Н	Наибольший диаметр, мм	Диаметр шейки, мм	Высота, м	Электрическое сопротивление, МОм	Масса, кг
НС-16	5880	70	39	86	4000	0,32

ТФ-20	7840	70	45	100	50000	0,58
-------	------	----	----	-----	-------	------

Рекомендуемые области применения изоляторов в зависимости от марки провода приведены ниже:

Таблица 1.5 – Области применения изоляторов

Марка провода	Тип изолятора
A16, АН16, АС10, 6/1,77, ПСО4	НС-16, ТФ-12
A25, А35, АН25, АН35, АС25, ПС25, ПСО5	НС-16
A50–A120, АП50–АН 120, АС50/8Д АС70/11, ПС35–ПС70	ТФ-20

Изоляторы закрепляют на металлических стандартных штырях или крюках типа КН по ГОСТ 17783–72.

Область применения штырей и крюков приведена в таблице 1.6

Таблица 1.6 - Область применения штырей и крюков

Тип штырей или крюков	Материал стойки (траверсы) и тип опоры	Тип изоляторов
Штыри		
С-16	Стальные траверсы анкерно-угловых опор	ТФ-20
С-12	Стальные траверсы всех типов опор	НС-16
С-16П	Стальные траверсы промежуточных опор	ТФ-20
Д-16	Деревянные траверсы анкерно-угловых опор	ТФ-20
Д-12	Деревянные траверсы всех типов опор	НС-16
Д-16П	Деревянные траверсы промежуточных опор	ТФ-20
ШТ-20С	Стальные траверсы всех типов опор	НС-16, ТФ-20
ШТ-20Д	Деревянные траверсы всех типов опор	НС-16, ТФ-20
Крюки (ГОСТ 17783–72)		
КН-16, КН-18, КН-20, КН-22, КН-25	Деревянные стойки промежуточных опор	НС-16, ТФ-20

Закрепление проводов на штыревых изоляторах производится при помощи проволочной вязки (промежуточные опоры) и проволочной вязки в сочетании с плашечными (ответвительными) болтовыми зажимами (опоры анкерного типа, ответвительные и переходные).

Арматура служит для крепления изоляторов и тросов к опорам, прикрепления проводов к подвесным изоляторам, а также соединения между собой изоляторов, проводов и тросов.

Крепление проводов к подвесным изоляторам и крепление тросов следует производить при помощи поддерживающих или натяжных зажимов. Из натяжных зажимов предпочтение следует отдавать зажимам, не требующим разрезания проводов. Крепление проводов к штыревым изоляторам следует производить провололочными вязками или специальными зажимами.

Натяжная арматура предназначена для закрепления проводов на анкерных опорах и выполняется в виде зажимов (рисунок 1.5). Для крепления стальных тросов к анкерным опорам применяют коуши. В клиновых зажимах провод

закрепляется в зажиме при помощи клиньев, в болтовых — при помощи болтов, в прессуемых — путем опрессовки трубки зажима вокруг провода. Коуш предохраняет трос от механических повреждений в местах перегиба и прикрепления.

Подвесная арматура предназначена

для прикрепления проводов к подвесным изоляторам на промежуточных опорах и выполняется в виде зажимов. Поддерживающие зажимы для подвески проводов могут быть глухими или с заделкой ограниченной прочности. По условию надежно-

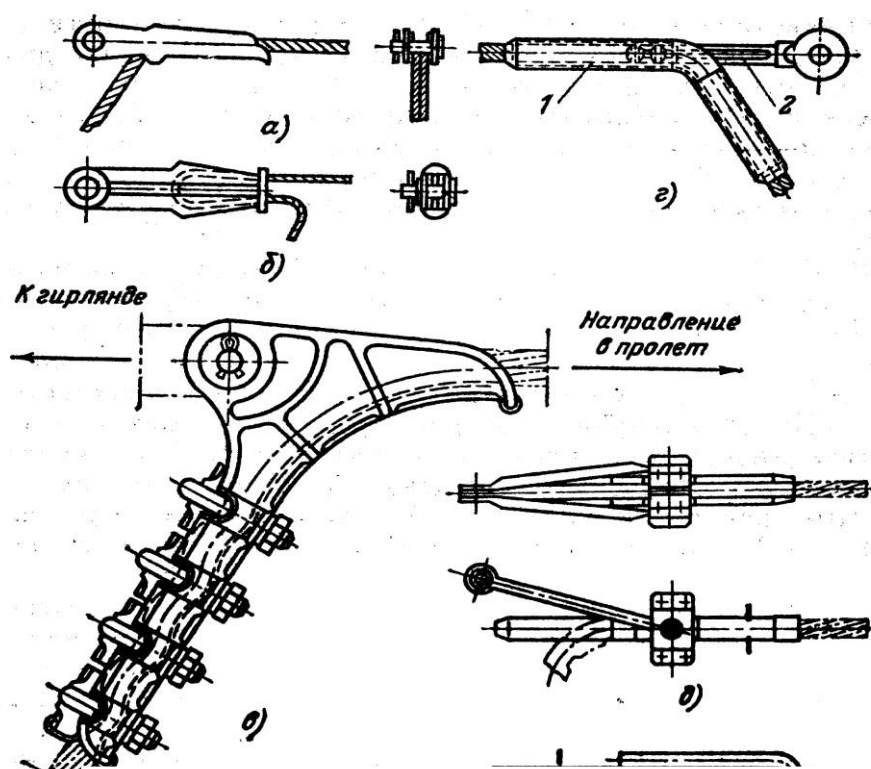


Рисунок 1.5 - Натяжные зажимы:

а — клиновой НК; б — клин-коуш НКК для стальных проводов в тросов; в — болтовой; г — прессуемый; д — прессуемый, не требующий разрезания провода, е — прессуемый для стальных тросов; 1 — корпус; 2 — стальной анкер

сти рекомендуется применение глухих зажимов. Подвеску грозозащитных тросов на опорах следует осуществлять только в глухих зажимах. На больших переходах могут применяться многороликовые подвесы и специальные зажимы.

В глухих зажимах провода закрепляют наглухо, а в выпускающих их закрепляют также жестко, но они выскальзывают из зажима при обрыве провода или отклонении гирлянды от вертикали на $40-150^\circ\text{C}$; в качающемся зажиме провод закрепляется в лодочке, которая имеет возможность качаться в зажиме.

Сцепная арматура предназначена для сцепления подвесных изоляторов в гирлянду и подвески ее к опоре (рисунок 1.6) и должна обладать механической прочностью, свободным скольжением в шарнирах при малых зазорах, стойкостью к коррозии.

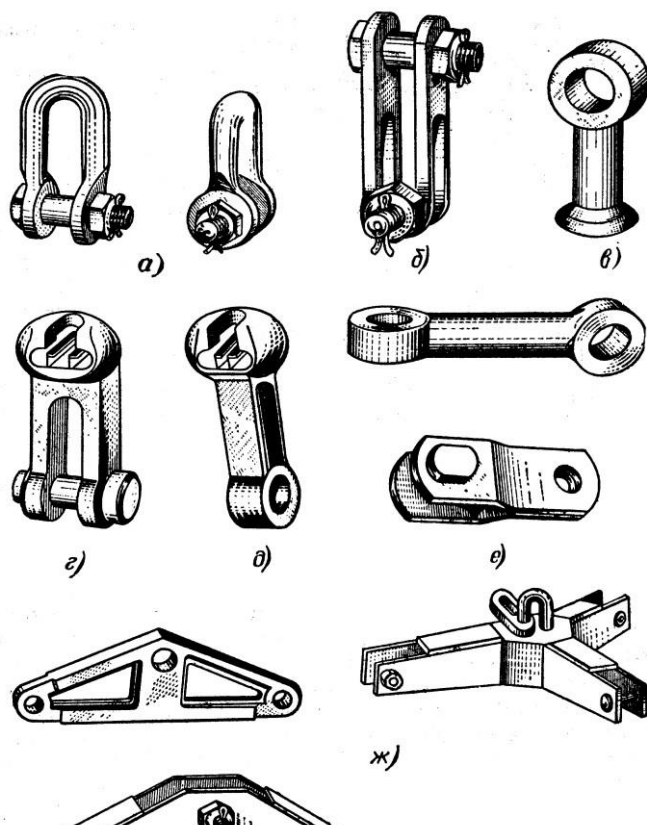


Рисунок 1.6 - Сцепная арматура:

а — скоба типа СК; б — скоба двойная типа 2СК; в — серьга типа СР; г-ушки двухлапчатые типа У2; д — ушки однолапчатые типа У1; е — звенья промежуточные; ж — коромысла

Контактная арматура предназначена для соединения и ответвления проводов, а также для присоединения их к зажимам электроприемников и аппаратов. Соединения проводов и тросов ВЛ выше 1 кВ следует производить при помощи соединительных зажимов, сварки, а также при помощи зажимов и сварки в совокупности. В одном пролете ВЛ допускается не более одного соединения на каждый провод или трос. Прочность заделки проводов и тросов в соединительных и натяжных зажимах должна составлять не менее 90 % предела прочности провода или троса. Электрическая проводимость соединений должна быть не менее 100 % проводимости провода такой же длины.

Соединения проводов ВЛ напряжением до 1 кВ выполняют пресуемыми соединителями или сваркой (в том числе термитной).

Однопроволочные разрешается соединять скруткой с пропайкой. Сваривать однопроволочные провода встык запрещается, подверженные тяжению, должны иметь механическую прочность не менее 90% предела прочности провода. Соединения проводов из разных металлов или разных сечений должны выполняться только на опорах с применением переходных зажимов. Переходные зажимы и участки проводов, на которых установлены такие зажимы, не должны испытывать механических усилий от тяжения проводов.

Заземляющие устройства

Безопасность населения и персонала, обслуживающего ВЛ, обеспечивается устройством заземлений в соответствии с требованиями ПУЭ и СНиП. Все соединения заземляющих проводников выполняют сваркой внахлестку. Длина сварного шва должна составлять не менее шести диаметров при круглом сечении и двойной ширины при прямоугольном сечении заземляющих проводников. Заземлению подлежат крючья, штыри фазовых проводов и арматура железобетонных опор. В сетях с заземленной нейтралью заземление металлических частей осуществляют путем присоединения к нулевому проводу с устройством его повторных заземлений: на концах ВЛ, на концах ответвлений длиной более 200 м, а также через каждые 250 м длины ВЛ.

В районах с повышенной грозовой деятельностью требуются частые повторные заземления: при числе грозových часов в году 10–40 – через 200 м, а при числе грозových часов более 40 – через каждые 100 м.

Завод-изготовитель обязан делать на каждой железобетонной опоре вывод от стальной арматуры. Заземление арматуры опоры осуществляют с помощью приварки перемычки из голого проводника к выводу арматуры и присоединения этой перемычки к заземленному нулевому проводу через ответвительный зажим, изготовленный из того же материала, что и провода ВЛ.

Места соединений перемычки заземлений должны быть предварительно тщательно зачищены, а после монтажа покрыты слоем технического вазелина. Все металлоконструкции (штыри, крюки, траверсы, заземляющие проводники) после монтажа окрашиваются асфальтовым лаком или горячей олифой с примесью сажи.

ВЛ, проходящие по населённым пунктам с одноэтажной застройкой, не экранированной высокими зданиями, деревьями и мачтами, могут служить источником опасности для людей, находящихся внутри зданий. Для защиты от этой опасности СНиП предусматривают ряд мер. В частности, на опорах, от которых отходят ответвления к вводам в здания, или непосредственно на этих вводах должны быть заземлены крюки, штыри изоляторов и нулевой провод, при этом сопротивление заземлителя у опоры не должно превышать 30 Ом.

Рекомендуемый порядок выполнения работ при монтаже ВЛ

Основным документом для сооружения ВЛ является проект линии, выполняемый, как правило, в две стадии: технический проект и рабочие чертежи. Для небольших линий электропередачи, а также линий до 1000 В выполняют одностадийный проект (технорабочий проект или рабочие чертежи).

Проектная документация по ВЛ выдается на строительство в следующем объеме: план и профиль трассы ВЛ (для ВЛ до 1000 В профиль представляется только для сложных насыщенных коммуникациями трасс); журнал размещения опор по трассе; расчеты переходов ВЛ через инженерные сооружения и естественные препятствия; ведомость типов опор и оснований; ведомость пересечений ВЛ с инженерными сооружениями; монтажные таблицы (или графики) стрел провеса проводов и тросов; чертежи опор и оснований; чертежи крепления проводов и тросов к опорам; чертежи заземления опор ВЛ и Опор пересекаемых воздушных линий; ведомости сноса строений и переустройств существующих инженерных сооружений по трассе ВЛ (при наличии их) и необходимые для переустройства чертежи; ведомость вырубаемых просек (если трасса или отдельные участки ее расположены в залесенной местности); спецификаций на материалы, оборудование и комплектные изделия; пояснительная записка; смета затрат на сооружение ВЛ.

Все отступления от проектных решений в обязательном порядке согласовываются монтажной организацией с проектной организацией до начала производства работ.

Работы по сооружению ВЛ производятся Специализированными механизированными колоннами, а при небольшом объеме работ – комплексными бригадами (звеньями). Для успешного проведения работ помимо четкой организации всего

процесса строительно-монтажного комплекса необходимо обеспечивать достаточно высокий уровень механизации для выполнения наиболее трудоемких операций (погрузочно-разгрузочные и земляные работы, сборка и установка опор, раскатка и натяжка проводов и тросов и т.д.). Немеханизированные способы производства работ допускаются только на непроходимых для механизмов участках трассы, а также на стесненных участках, где по условиям техники безопасности и эксплуатации существующих инженерных сооружений использование механизмов является недопустимым.

Перед началом строительства проверяется соответствие рабочих характеру выполнения линейных работ (прохождение медицинского освидетельствования, проверка знаний технологических приемов и правил производства работ, правил техники безопасности и т. д.).

К началу производства работ по сооружению ВЛ следует иметь достаточное количество опор, изоляторов, проводов, линейной арматуры и других материалов и оборудования, полностью укомплектованный парк механизмов и обеспечить бесперебойное снабжение бригад материалами и оборудованием на весь период строительства.

В состав подготовительных работ, предшествующих сооружению линии, осуществляемых организацией, ответственной за производство всего комплекса строительно-монтажных работ, входит: разработка проекта производства работ; отбор, комплектование, организация хранения и транспортировки материалов, оборудования и механизмов; подготовка механизмов, приспособлений и инструментов; подготовка трассы к производству строительно-монтажных работ.

Проект производства работ (ППР)

В состав ППР, выполняемого группой подготовки производства монтажной организации, включают следующие основные материалы: пояснительную записку; техническую характеристику ВЛ; календарный план-график производства строительно-монтажных работ; график использования механизмов, транспортных средств и оборудования; приложения (проекты, чертежи, схемы и т.п.).

Графики производства работ, входящие в состав ППР, должны отражать: точность производства; выполнение работ по строительству ВЛ с подразделением их на подготовительные и основные; поступление рабочих чертежей, основных материалов, оборудования и конструкций; использование рабочей силы; использование транспорта и механизмов.

В отдельных случаях при наличии особо сложных монтажных узлов к графикам должны быть приложены соответствующие технологические карты.

В качестве приложений к ППР должны быть представлены:

- расчеты потребности в рабочей силе, механизмах и транспорте, необходимые для производства основных строительно-монтажных работ;
- технологические схемы производства работ (схемы установки опор и тяжелых подножников, организация рубки просек и т.д.);
- рабочие чертежи приспособлений, подлежащих изготовлению в мастерских строительно-монтажных управлений;

-решения по технике безопасности при производстве тех работ, которые требуют в этом отношении особых мероприятий.

Организация хранения, отбора и транспортировки материалов и оборудования

Металлические, железобетонные и деревянные опоры хранятся по видам и типоразмерам на специально оборудованных площадках. При этом железобетонные приставки и деревянные детали опор укладывают в штабеля высотой не более 2 м, укрепленные вертикальными стойками через каждые 3 м.

Машины, механизмы, инструмент и приспособления, а также провода на барабанах хранятся под навесом.

Изоляторы, линейная арматура, разного рода поковки и крепежные детали складироваться, как правило, в закрытых помещениях. При этом во избежание коррозии резьба болтов и других поволоков смазывается тавотом.

Приспособления, инструмент, изоляторы и линейную арматуру на трассе хранят в закрытых складах. Механизмы, опорные конструкции, а также барабаны с проводами и тросами хранят на площадках, защищенных от заносов и снабженных устройствами для стока ливневых вод.

При отборе металлических опор, изготовленных на заводе, должна производиться проверка правильности геометрических размеров, качества сварных швов и отверстий для болтов. Изготовленные на заводе конструкции металлических опор должны быть, огрунтованы и окрашены.

Поверхность подземной части железобетонной опоры должна быть на заводе-изготовителе тщательно покрыта битумом в два слоя. Все металлические части железобетонных опор должны быть защищены от коррозии; рекомендуется для этой цели выполнять оцинковку.

Каждую партию изоляторов, поступающих на строительство, снабжают соответствующим документом завода-изготовителя, удостоверяющим качество изоляторов. Изоляторы не должны иметь трещин, сколотых кромок, повреждений глазури, погнутых и поврежденных пестиков. Изоляторы при отборе очищают от грязи, наклеек и краски водой или бензином.

Трубчатые разрядники должны быть тщательно осмотрены с целью установления их соответствия заводским данным.

Перед транспортировкой на трассу строящейся ВЛ материалов, оборудования, конструкций, инструмента, приспособлений и механизмов должны быть заблаговременно обследованы дороги и мосты на всем пути следования грузов с целью проверки надежной проходимости имеющихся транспортных средств.

Элементы опор доставляют комплектно с максимально возможным укрупнением отдельных узлов опор. Легко деформируемые элементы опор транспортируют в положении, исключающем возможность их повреждения. Стволы железобетонных опор при погрузочно-разгрузочных работах и транспортировании не должны подвергаться ударам, резким толчкам, рывкам и сбрасыванию. Погрузку опор на транспортные средства и разгрузку с них производят краном со строповкой опоры в двух местах, расположенных симметрично относительно центра тяжести – опоры.

Длинномерные стойки железобетонных опор вывозят тракторами с прицепами. Сборку опор производят на деревянных прокладках. Стальные детали железобетонных опор (болты, траверсы) применяют оцинкованные или покрытые атмосферостойкой краской. На пикете опоры перед установкой тщательно осматривают с целью дополнительного выявления дефектов изготовления и возможных повреждений при транспортировке. Разгрузку стоек на пикете производят краном с помощью траверсы.

Стойки опор укладывают на спланированную площадку на деревянные подкладки высотой 150–180 мм для удобства поворота ствола при его осмотре и возможности, крепления траверс до подъема опоры. При сборке одностоечной опоры производят крепление болтами траверс, ригелей и, если опора тросовая, крепление тросостойки. При транспортировке железобетонных подножников и свай принимают меры против повреждения анкерных болтов и других выступающих металлических частей.

Барабаны с проводом и тросом перевозят в вертикальном положении с опорой на обе щеки. При транспортировке на автомашинах барабаны подклинивают и закрепляют растяжками для предотвращения свободного качения. Свободное скатывание или сбрасывание барабанов при разгрузке не допускается. Перекатывать барабаны по земле на большие расстояния запрещается. Погрузка и разгрузка барабанов с проводом и тросом должны быть максимально механизированы, для чего следует использовать автокраны или другие подъемные механизмы.

Гирлянды изоляторов, собранные на базах или складах линейных участков, транспортируют на трассу в деревянных контейнерах.

Инструменты, крепеж должны доставляться на трассу ВЛ в прочной деревянной таре или металлических контейнерах на автомашинах или гужевом транспорте.

Подготовка механизмов, приспособлений и инструмента

Комплектование бригад подъемными и тяговыми, механизмами, такелажными и монтажными приспособлениями производят по соответствующим ведомостям. Мелкий инструмент в процессе работы выдается на руки рабочим, а общий (наборы инструментов типа ИН-8МА, домкраты, блоки, канаты, монтажные приспособления и т. п.) выдается бригадиру и хранится у него. На всех подъемных механизмах и оборудовании должны быть проставлены несмываемой краской даты испытания и грузоподъемность.

Подготовка трассы к производству строительно-монтажных работ

Подготовка трассы к производству строительных работ включает производственный пикетаж и расчистку полосы поверхности земли для возможности производства работ.

Производственный пикетаж ВЛ (разбивка центров опор в натуре) выполняет, как правило, проектная организация – автор проекта данной ВЛ, и передает в натуре вместе с необходимыми материалами (актами, схемами, ведомостями и т.п.) представителям строительной организации. При выполнении производственного пикетажа, проектная организация при необходимости корректирует размещение

опор на трассе и вносит соответствующие коррективы в документацию, выданную на строительство. В тех случаях, когда производственный пикетаж выполняется строительной организацией, каждое отступление от проекта при размещении опор по трассе должно согласовываться с проектной организацией. В процессе производственного пикетажа центры опор на местности фиксируются деревянными, металлическими или железобетонными закрепительными знаками. Все согласования с организациями и ведомствами, интересы которых затрагиваются в связи со строительством ВЛ, производятся проектной организацией и приводятся в проектной документации на ВЛ. Оформление документов на отчуждение и отвод земельных участков, на снос строений, а также на право производства потрав и вырубок леса и зеленых насаждений должно быть выполнено заказчиком.

При расположении трассы ВЛ в границах лесных массивов и зеленых насаждений строительной организацией должна вырубаться просека, ширина которой определяется проектом. Валку деревьев и вырубку кустов производят вручную с применением электропил типов К-5, К-6, бензопил типа «Дружба» и других инструментов и приспособлений.

Для проезда вдоль ВЛ строительной организацией должна быть расчищена от насаждений, пней, камней полоса земли шириной не менее 2,5 м. Исключения допускаются лишь на участках ВЛ, проходящих по топким болотам и сильно пересеченной местности, где проезд невозможен, а также в местах, занятых под садовые и другие ценные культуры или снегозащитные насаждения вдоль железных и шоссейных дорог.

Подготовка трассы к производству монтажных работ заключается, как правило, в приемке комплекса строительных работ. Полная готовность трассы ВЛ к монтажу определяется выполнением следующих работ: снос строений, находящихся на трассе; вырубка просеки и ее культивация (вывозка с трассы деревьев, пней, камней и т.п.); переустройство пересекаемых воздушных линий (выполняется монтажной организацией); установка защитных устройств на переходах через железные дороги, воздушные линии, шоссе и т.п.; сооружение железобетонных сборных или монолитных бетонных фундаментов под металлические опоры; установка опор, включая окраску, выверку и закрепление (котлованы должны быть полностью засыпаны и утрамбованы).

В процессе осмотра трассы в случае необходимости составляется дефектная ведомость незаконченных и подлежащих исправлению работ. К монтажным работам приступают только после устранения указанных в ведомости дефектов и недоделок при обязательном письменном разрешении представителя строительной организации, ответственного за выполнение всех строительных работ.

Разбивка трассы воздушных линий

Разбивкой трассы ВЛ называют комплекс работ по определению на местности проектных направлений линии и мест установки опор.

Трасса должна быть проложена на местности так, чтобы после сооружения линии обеспечивались: нормальные условия движения транспорта и пешеходов; удобства эксплуатационного обслуживания и ремонта всех элементов линии.

Расстояния от опор и проводов до различных подземных коммуникаций и надземных сооружений приведены ниже.

Таблица 1.7 - Расстояния от опор и проводов до различных подземных коммуникаций и надземных

Объект сближения	Наименьшие расстояния, м
Подземные трубопроводы, канализационные трубы и кабели	1
Пожарные гидранты, водоразборные колонки, колодцы (люки) подземной канализации	2
2 Бензинораздаточные колонки	5

Разбивку трассы воздушной линии начинают с того, что при помощи теодолита определяют направление первого прямолинейного участка линии, а затем по этому направлению устанавливают две вешки: одну в начале участка, а другую – на расстоянии 200–300 м от нее (в зависимости от условий видимости). По полученному направлению в местах размещения опор, указанных в проекте, устанавливают временно вешки, которые визируют с концов участка линии для проверки правильности расположения их в створе сооружаемой ВЛ, а затем эти вешки удаляют, заменяя пикетными знаками. На каждом пикетном знаке указывают номер, а также проектный номер опор подлежащей установке в этом месте. Пикетные знаки располагают в центре будущих котлованов.

Котлованы под одностоечные опоры и А-образные опоры, устанавливают вдоль створа линии, должны длина частью располагаться по оси трассы, котлованы под А-образные опоры, устанавливаемые поперек створа линии, перпендикулярно оси трассы.

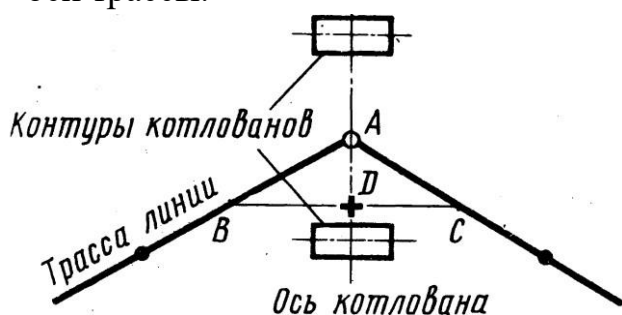


Рисунок 1.7-Разбивка котлована под угловую анкерную (А-образную) опору

В пункте изменения направления линии на А-образной угловой опоре необходимо предварительно произвести разбивку угла поворота трассы. Для этого приняв опору за вершину угла (рисунок 1.7) откладывают по направлению обеих сторон угла равные отрезки AB и AC . За соединяют точки B и C , а середину от BC соединяют с точкой A .

Прямая AB будет биссектрисой угла.

Котлованы будут находиться на этой биссектрисе и должны быть отдалены от точки A на одинаковые расстояния, определяемые раствором ног устанавливаемой опоры.

Разбивку котлованов под А-образные опоры целесообразно производить при помощи специальных шаблонов, применение которых позволяет быстро и наиболее точно выполнить эту операцию. Углы поворота линии обозначают угловыми знака-

ми. На угловом пикетном знаке указывают его номер, величину угла ворота линии и проектный номер опоры.

Произведенную разбивку трассы местности сверяют с проектом; имеющиеся отклонения от проекта устраняют; или согласовывают с проектной организацией, а затем приступают к рытью котлованов под опоры.

Рытье котлованов под опоры

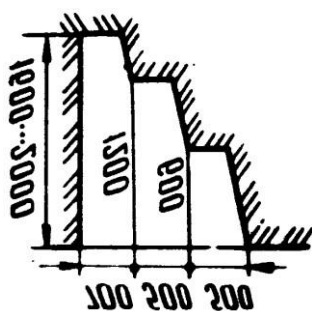
Рытье котлованов под опоры ВЛ должно производиться механизированным способом. Котлованы цилиндрической формы под одностоечные опоры роют при помощи автоямобуров и самоходных бурильно-крановых машин, а прямоугольные котлованы под анкерные опоры одноковшовыми экскаваторами. Рытье котлованов под опоры вручную может быть допущено при небольшом объеме земляных работ и в случае невозможности применения соответствующих механизмов вследствие стесненных условий на трассе, возможности повреждения работающими механизмами близко расположенных объектов (подземных коммуникаций, наземных сооружений и т.п.) или опасности нанесения травм.

Работы по сооружению ВЛ целесообразно организовать так, чтобы по мере готовности котлованов сразу же в них устанавливались опоры. Совмещение работ по рытью котлованов и установке в них опор позволит минимальное время оставлять котлованы открытыми и таким образом избежать несчастных случаев с людьми и животными, а также осыпания стенок и скопления влаги на дне котлованов.

Котлованы бурят автоямобуром в несколько приемов. Углубив бур на 0,4–0,5 м, его поднимают вместе с находящимся на нем грунтом и, увеличивая частоту вращения бура, разбрасывают грунт. Затем бур повторно опускают в котлован и углубляют его еще на 0,4 м. Эти операции продолжают до тех пока не будет вырыт котлован требуемой глубины и ширины.

Глубина котлованов под опоры определяется проектом в зависимости от характера грунта, высоты и назначения опоры, климатических условий района, количества размещаемых на опоре проводов и их общего сечения, особых условий на трассе и др. Внешние границы котлованов на поверхности земли определяют углом естественного откоса. Площадь основания котлована должна допускать перемещение комля опоры на 15 см поперек оси трассы для более точной установки опор в створе линии. Котлованы под угловые и концевые опоры роют так, чтобы нетронутая стенка котлована находилась со стороны тяжения проводов ВЛ.

На участках трассы с крутыми склонами, подвергающихся размыванию стекающей по склону водой, котлованы разрабатывают вручную, при этом продольная ось котлована под опору должна быть расположена перпендикулярно направлению склона, а котлован для установки



подкоса (ригеля) опоры – перпендикулярно разработке котлована. Котлован, разрабатываемый вручную, выполняют уступами (рисунок 1.8), что облегчает рытье котлована и установку в нем опоры.

Рисунок 1.8 - Готовый котлован для одностоечной промежуточной опо-

При установке опор на участках трассы, затапливаемых паводковыми водами, где возможны размывы грунта, опоры должны быть укреплены путем подсыпки земли и устройства вокруг опоры отмостки из булыжного камня.

Ручную разработку грунта ведут при помощи ручного бура, ковш-лопаты, саперной лопаты, лома и других инструментов. При глубине котлована выше 2 м и рытье котлована в насыщенной водой грунтах, а также при необходимости длительного пребывания работающего в котловане стенки котлована должны иметь крепления из прочных досок толщиной не менее 25 мм и распорок диаметром не менее 100 мм.

В зимнее время рыть котлованы и устанавливать в них опоры необходимо в предельно сжатые сроки во избежание промерзания дна котлована, что может в последующем привести к оттаиванию и оседанию грунта под опорой и опусканию опоры, а вследствие этого к нарушению габарита проводов. При температуре окружающего воздуха ниже 0°C во избежание промерзания котлованы роют на глубину, меньшую чем проектная отметка на 15–20 см. Не выбранный ранее слой грунта снимают с дна котлована непосредственно перед установкой опоры.

Котлованы в месте установки опор следует рыть, соблюдая меры предосторожности особенно после достижения глубины 0,4 м, вследствие опасности повреждения находящихся в земле коммуникаций или сооружений. При обнаружении во время разработки котлована подземного кабеля и каких-либо трубопроводов или появлении запаха газа следует немедленно прекратить работы и сообщить об этом руководителю работ для получения дальнейших указаний.

Сборка и оснастка опор

Порядок комплектации опор: сверяют место расположения пикета на местности с его расположением на плане ВЛ; планируют площадку для сборки опоры и установки крана; проверяют комплектность материалов, доставленных на пикет, их качество и соответствие чертежам.

У железобетонных опор и приставок проверяют марку, отсутствие трещин и раковин, наличие и состояние закладных деталей, наличие заземляющих и зануляющих проводников (при необходимости опоры ремонтируют); у деревянных опор – тип, марку и размеры элементов; у изоляторов и колпачков – тип и их число, чистоту и отсутствие на поверхности изолятора трещин, отколов, наличие резьбы; у металлоконструкций и метизов – их число и соответствие деталей опоре, качество сварки, качество резьбовых соединений (состояние и длина резьбы), наличие метизов (гайки, шайбы) и соответствие их болтам, качество покраски.

Технология сборки железобетонных опор включает: выкладку стойки так, чтобы центр тяжести располагался у пикета; крепление и заземление траверсы; установку колпачков и изоляторов; раскерновку и окраску резьбы.

Технология сборки деревянных опор: стойку и приставку выкладывают на деревянные прокладки, одновременно для вязки одевают проволоку; деревянные приставки крепят бандажами из оцинкованной проволоки, диаметром 4 мм по 6 витков, например, опоры ПН-1ДД; железобетонные приставки - хомутами; устанавливают крюки, изоляторы в зависимости от назначения опоры, например, для одинарного или для двойного крепления проводов на пересечениях с линиями связи, дорогами и т. п. присоединяют болтами подкос с последующей раскерновкой и покраской болтов.

Все конструктивные размеры при сборке выбирают по проектам. Сборку опор поручают звену из двух электролинейщиков III и IV разрядов.

Подъем и установка опор

До начала работ по доставке, подъему и установке опор проверяют возможность свободного передвижения по трассе транспорта, доставляющего опоры, и механизмов, предназначенных для подъема, или установки опор в котлованах.

Такелажные механизмы и приспособления должны быть проверены и приведены в рабочее состояние. Особое внимание следует обращать на исправность лебедок, блоков и полиспастов, а также прочность и целостность тросов, канатов, расчалок и т. п.

Подъем и установка опор в котлованах должны производиться с применением подъемных кранов или специальных механизмов (БМУ-2, БКГМ-АН-63 и др.).

При подъеме и установке одностоечных железобетонных опор (рисунок 1.9) кран должен находиться в 3–4 м от оси трассы ВЛ. Опору в собранном виде укладывают около котлована и прикрепляют к ней подъемные стропы несколько выше ее тяжести, а к головке опоры – веревочные оттяжки, необходимые для последующей выверки ее. Соединение тросов и крепление их к механизмам и опорам производят только при помощи инвентарных захватов, коушей и зажимов. При подъеме железобетонных опор их стойки захватывают в двух местах. Опору поднимают краном до вертикального положения и с помощью оттяжек

устанавливают в котловане на необходимой отметке. Минимальные размеры тросов для подъема механизмами одностоечных опор ВЛ до 1 кВ должны быть не менее: 14 мм – для тяговых тросов; 12 мм – для тормозных тросов и расчалок.

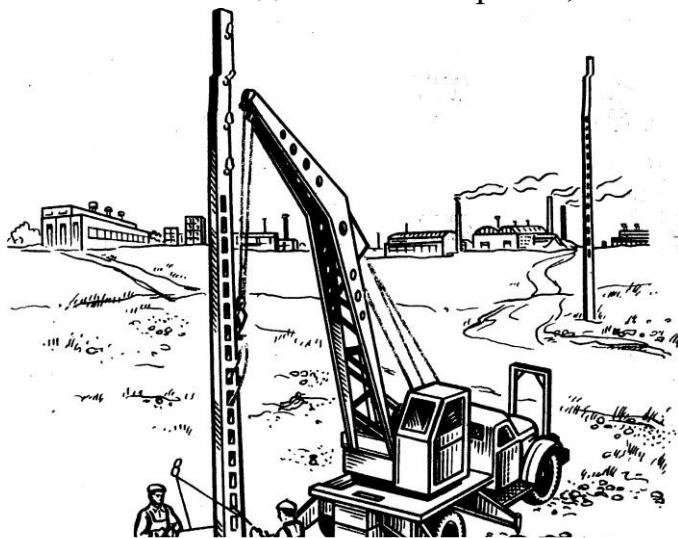


Рисунок 1.9 - Подъем и установка железобетонной опоры с помощью крана;

1 — проволочные крючки для регулирования правильности установки опоры

При отсутствии необходимых механизмов допускается установка вручную небольшого количества одностоечных опор при условии соблюдения мер предосторожности, исключающих возможность падения опор и несчастных случаев с работающими. Для подъема одностоечной опо-

ры вручную ее предварительно поднимают на руках настолько, чтобы вершина находилась на высоте 2,5–3,0 м от земли, после чего ее начинают поддерживать баграми и ухватами. Постепенно, перебирая баграми и ухватами, опору поднимают, при этом комель опоры, скользя по вертикально установленной в котловане доске, опускается в котлован. Когда комель опоры станет на дно котлована, ее выравнивают по вертикали, проверяют, находится ли она в створе линии, направлены ли вдоль линии плоскости соединений стоек с приставками и нет ли выступающей кривизны опоры.

Выверка опор

Положение поднятых опор перед закреплением проверяют. Вертикальность установки опор ВЛ 10 кВ и ниже и одностоечных опор 35 кВ проверяют обычно отвесом. Правильность установки сложных опор – вертикальность их, перпендикулярное положение по отношению к линии трассы или положение угловых опор, а также всех опор ВЛ выше 35 кВ – проверяют геодезическими приборами (теодолитом, нивелиром). Кроме того, проверяют правильность установки опор на оси линии – установки опор в «створ» (на одной прямой линии). При этом должны быть выдержаны следующие допуски:

отклонение опоры от вертикальной оси вдоль и поперек оси линии (отношение отклонения верхнего конца опоры к ее высоте): одностоечных деревянных – 1/100, железобетонных одностоечных – 1/150, порталных – 1/100, металлических – 1/200 высоты опоры; раверсы должны быть расположены горизонтально, допускается перекося траверс не более 10 мм на 1 м ее длины; выход опоры из створа линии одностоечных деревянных и железобетонных опор – 100 мм при длине пролета до 200 м и 200 мм при длине пролета свыше 200 м; железобетонных порталных опор во всех случаях – 200 мм; металлических опор при длине пролета до 200 м – 100 мм, при длине пролета от 200 до 300 м – 200 мм, свыше 300 м – 300 мм.

Выверенные опоры закрепляют в котловане или на фундаменте. Котлованы засыпают слоями вынутого из них грунта толщиной 150–200 мм. Каждый слой тщательно утрамбовывают. Стоящую опору освобождают от такелажа, при помощи которого осуществлялись ее подъем и установка. Запрещается поднимать опоры при сильном ветре, а также убирать такелаж, багры и ухваты до засыпки котлована полностью.

Железобетонные опоры заделывают в цилиндрических котлованах цементным раствором после временного закрепления их клиньями. Цементный раствор, доставленный от смесительной установки, выгружают в специальный лоток, установленный у опоры, и с помощью ковшей и совковых лопат заполняют пазухи котлована. Уплотнение раствора в пазухах производят штыкованием металлическими стержнями. При температуре воздуха + 10°C и выше временные клинья удаляют через 24 ч, а при среднесуточной температуре +5°C – через 48 ч, производят заполнение грунтом «карманов», оставшихся после выемки клиньев, и делают подсыпку грунта вокруг опоры в соответствии с проектом.

Монтаж проводов воздушных линий

В комплекс работ по монтажу проводов воздушных линий входят: раскатка на трассе ВЛ и соединение проводов, подъем, регулирование стрелы провеса и крепление проводов на изоляторах.

Раскатка и соединение проводов

Раскатку проводов производят по обеим сторонам установленных опор вдоль линии. Для раскатки бухт проводов служат конусные вертушки или переносные станки, а проводов, доставленных на трассу в барабанах, – разборный барабанный подъемник.

При длине линии не более 0,5 км и сечении проводов до 50 мм² устанавливают вертушку, станок или барабан с проводом на барабаноподъемнике у первой опоры в начале линии и, захватив конец провода, протягивают его до последней опоры, т.е. до конца линии. При большой протяженности линии эти приспособления располагают в кузове автомашины с опущенным задним бортом и по мере продвижения машины вдоль опор разматывают провод, следя за тем, чтобы в проводе не образовались петли («барашки»). Одновременно с раскаткой провода его внимательно осматривают, чтобы выявить дефекты в виде обрывов отдельных жил, больших вмятин и т.п. Обнаруженные в проводе дефекты отмечают краской, а затем устраняют до подъема его на опору.

Если провод доставлен к месту работ в барабане, установленном на домкратах, то его, не снимая с автомашины, раскатывают, предварительно подняв барабан на 10–15 см над настилом кузова при помощи домкратов и трубы, продетой сквозь осевое отверстие в барабане. Конец сматываемого с барабана провода перед началом движения автомашины прикрепляют к анкерной опоре, от которой производят раскатку провода к последующим по направлению трассы ВЛ опорам. Если длина раскатанного провода окажется недостаточной, то к нему присоединяют провод аналогичной конструкции, марки и сечения с другого барабана.

Для соединения проводов ВЛ до 1 кВ применяют: скрутку; бандажирование; соединение в овальном соединителе (гильзе) с последующей опрессовкой и сваркой концов проводов в петле; сварку встык концов проводов и последующей опрессовкой их вместе с шунтом в двух отдельных соединительных гильзах; сварку встык концов проводов и опрессовку их вместе с вставкой в овальной соединительной гильзе; соединение проводов внахлестку с опрессовыванием в соединительной гильзе; соединение проводов болтовым зажимом.

Скрутка (рисунок 1.10, а) является наиболее простым способом соединения одно-проводочных стальных и биметаллических проводов, при котором накладывают внахлестку концы проводов на длине 180–200 мм, а затем, зажав их пассатижами в середине участка соединения, наворачивают один провод на другой (слева и справа от пассатижей), укладывая витки плотно друг к другу.

Бандажирование (рисунок 1.10, б) применяют при соединении однопроводочных проводов. Концы проводов загибают под прямым углом и накладывают один на другой на длине 80–120 мм в зависимости от их сечения. Далее наматывают на один из соединяемых проводов 5–6 витков мягкой оцинкованной проволоки 01,5 мм и переходят этой проволокой на бандажирование участка соединения. Покрыв витками проволоки весь участок соединения, делают 5–6 витков на втором из со-

единяемых проводов. Для увеличения прочности соединения медных проводов в больших пролетах бандаж пропаивают припоем ПОС-40.

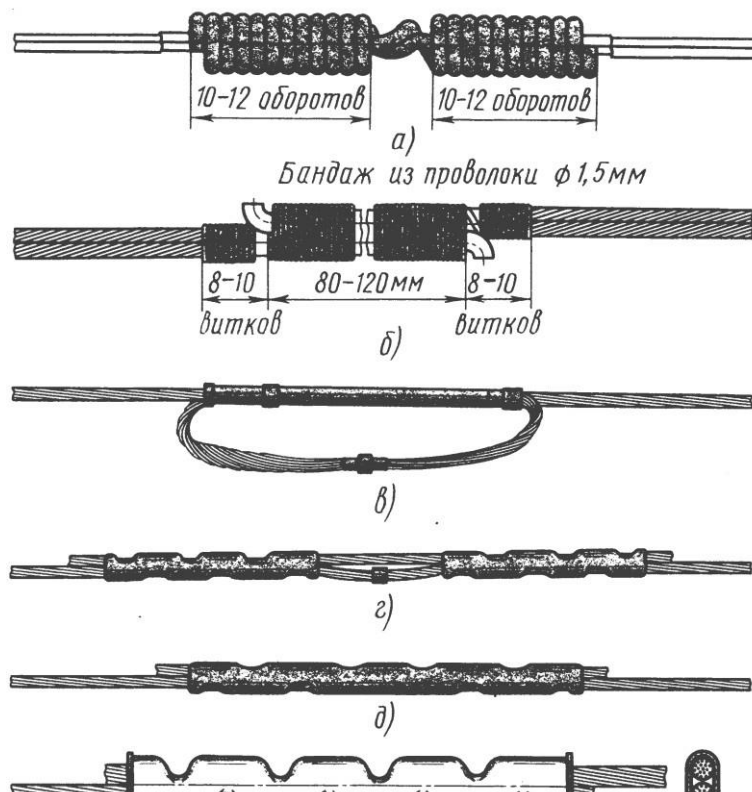


Рисунок 1.10 - Соединение проводов ВЛ до 1 кВ:

а — скруткой, б — бандажированием, в — опрессовкой в гильзе и сваркой в петле, г — опрессовкой провода вместе с шунтом, д — сваркой встык и опрессовкой в гильзе, е — опрессовкой внахлестку в гильзе

механизмами.

Соединение проводов в овальной гильзе путем предварительной сварки проводов встык и последующей опрессовки гильзы и проводов вместе с вставкой (рисунок 1.10, д) применяют чаще всего в середине большого пролета при монтаже многопроволочных проводов ВЛ, находящейся в III или IV районе гололедности и при возможном воздействии на провода линии больших ветровых нагрузок.

Соединение проводов опрессовкой внахлестку в овальной гильзе (рисунок 1.10, е) является наиболее простым по исполнению способом, применяемым при монтаже многопроволочных проводов сечением $16-50 \text{ мм}^2$.

Приведенные на рисунок 1.10, а, б, в, г, д, е способы могут использоваться для соединения проводов в пролете ВЛ.

Гильзы и провода должны быть из одного и того же металла: медные (СОМ) — для медных проводов; алюминиевые (СОА) — для алюминиевых, стальные (СОС) — для стальных.



Соединения в овальной гильзе (рисунок 1.10, в) применяются для многопроволочных алюминиевых проводов. Для выполнения соединения вводят провода в овальную гильзу, подобранную по их сечению, и проталкивают их вперед навстречу друг другу так, чтобы концы проводов вышли из противоположных (выходных) отверстий гильзы. Затем гильзу опрессовывают, а свободные концы проводов сваривают встык в петле.

Соединение проводов опрессовкой в двух гильзах вместе с шунтом (рисунок 1.10, г) применяют преимущественно при монтаже многопроволочных алюминиевых проводов сечением 70 мм^2 и выше. Операцию опрессовки гильз выполняют опрессовочными

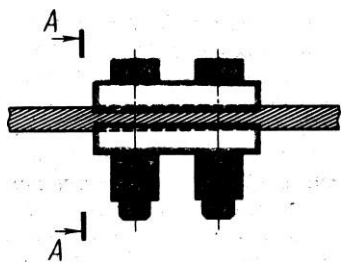


Рисунок 1.11 - Соединение проводов ВЛ болтовым зажимом

Соединение голых многожильных проводов может осуществляться также при помощи болтовых зажимов. *Болтовым зажимом* (рисунок 1.11) допускается соединять провода только на опорах и при условии, что провода не будут испытывать механических нагрузок. Болтовой зажим состоит из двух или трех (в зависимости от сечения проводов) оцинкованных болтов с гайками и двух плашек с продольными канавками. Для обеспечения необходимого контакта в зажиме диаметры отверстий, образуемых при соединении плашек должны быть несколько меньше диаметров соединяемых проводов.

При монтаже зажимов контактные поверхности плашек непосредственно перед соединением проводов промывают бензином и смазывают тонким слоем технического вазелина. Поверхности зажимов для соединения алюминиевых проводов зачищают стальной щеткой под слоем вазелина и также обрабатывают поверхности проводов. Затяжка болтов должна вестись ключом с усилием, не превышающем 25 кН. Применять при этом какие-либо приспособления, увеличивающие силу затягивания, не допускается во избежание смятия соединяемых проводов или срыва резьбы болтов.

Резьба болтов и гаек зажима должна быть смазана вазелином или солидолом. Применение контргаек обязательно. После затяжки болтов между плашками должен оставаться зазор 3–5 мм. Полное примыкание плашек зажима будет свидетельствовать об отсутствии требуемого контакта и зажим необходимо сменить. Для предохранения контактных поверхностей от окисления наружные зазоры и места выхода проводов из зажима покрывают 1–3-миллиметровым слоем пасты – свинцового сурика, разведенного на натуральной олифе.

Через 8–10 дней после монтажа зажима рекомендуется дополнительно подтянуть его болты, так как вследствие уменьшения упругости проводов давление между плашками и проводами несколько снизится, что приведет к ухудшению контакта между ними и возможному нагреву участка соединения.

При раскатке проводов воздушной линии нередко возникает необходимость пересекать железнодорожные пути, шоссе с интенсивным движением автотранспорта, а также линии связи, работу которых нельзя прерывать даже на непродолжительное время. В таких случаях для раскатки проводов сооружают временные переходные устройства. Вблизи действующих воздушных электрических сетей, контактных сетей, электрифицированного транспорта и открытых подстанций провода следует раскатывать с соблюдением особых мер предосторожности,

исключающих возможность случайного прикосновения монтируемых проводов к токопроводящим частям этих электроустановок.

Подъем, регулирование стрелы провеса и крепление проводов на изоляторах

Раскатанные вдоль линии провода поднимают шестами и забрасывают на крюки опор. Чтобы не спутать провода, рекомендуется поднять и натянуть сначала один (самый верхний) провод, а затем поочередно и остальные.

При подвешивании проводов необходимо соблюдать определенный порядок их размещения на опорах ВЛ. Это требование вызвано тем, что при изменении температуры окружающей среды стрелы провеса проводов из разных материалов изменяются неодинаково: наибольшее изменение стрелы провеса при минимальной и максимальной температурах свойственно алюминиевым проводам; наименьшее – стальным. Поэтому при наиболее неблагоприятных условиях (например, при температуре окружающей среды, близкой к -40°C) алюминиевый провод, расположенный в пролете ниже медного или стального провода, приблизится к ним на опасно близкое расстояние и даже может коснуться этих проводов. Чтобы исклю-

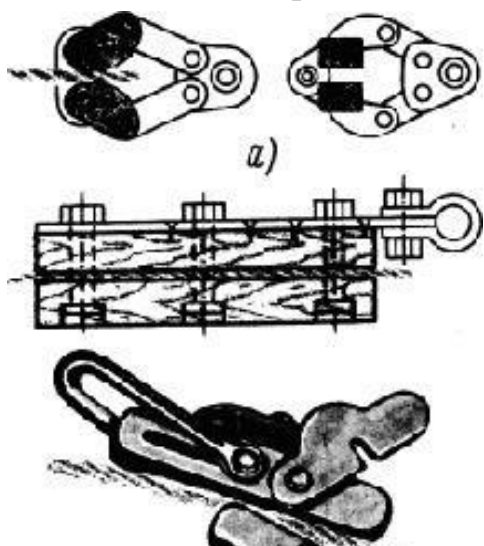


Рисунок 1.12 - Приспособления для монтажа проводов:

а — «лягушки» с круглыми и плоскими зажимами, б — монтажный зажим, в — универсальный монтажный зажим КЭС-70

чить возможность нарушения нормируемых расстояний между проводами, необходимо при вертикальном расположении на опоре проводов из разных металлов алюминиевый провод помещать выше всех проводов, а стальной провод ниже других. При вертикальном расположении на опорах ВЛ проводов из одного и того же металла (например, только алюминиевых или только стальных) может быть применен любой порядок их размещения, так как стрелы провеса при любых изменениях температуры окружающей среды будут изменяться в равной степени.

Провода натягивают отдельно в каждом анкерном пролете, т.е. между опорами анкерного типа, к которым относятся также угловые и концевые опоры. Один конец провода закрепляют глухой петлей на изоляторах концевой или анкерной опоры, а другой конец провода захватывают «лягушкой» (рисунок 1.12, а) или монтажным болтовым зажимом (рисунок 1.12, б), в котором сделаны канавки для проводов различных сечений. Для медных и особенно алюминиевых проводов больших сечений следует применять «лягушку» с плоскими зажимами, так как при круглых зажимах провод в момент натяжки может быть поврежден. Наиболее совершенным устройством для натягивания проводов является универсальный монтажный зажим (рисунок 1.12, в). К «лягушке», монтажному или универсальному зажиму прикрепляют полиспастный блок и, выбирая веревку блока, натягивают провод до получения требуемой стрелы провеса. Провода сечением более 50 мм^2 и при большой длине анкерного пролета натягивают при помощи лебедки с ручным или электродвигательным приводом.

Стрела провеса всех проводов анкерного пролета должна иметь одну величину. При подвесе проводов разных сечений стрелу провеса принимают по проводу, имеющему наибольшее сечение. Величина монтажной стрелы провеса проводов определяется по кривым или таблицам стрел провеса для различных температур воздуха в момент монтажа.

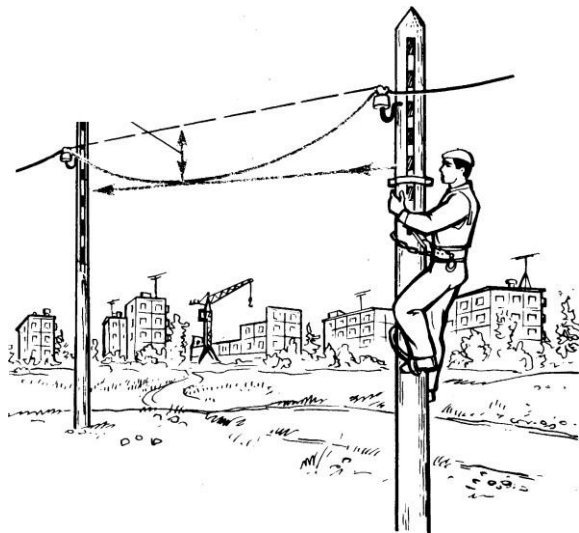
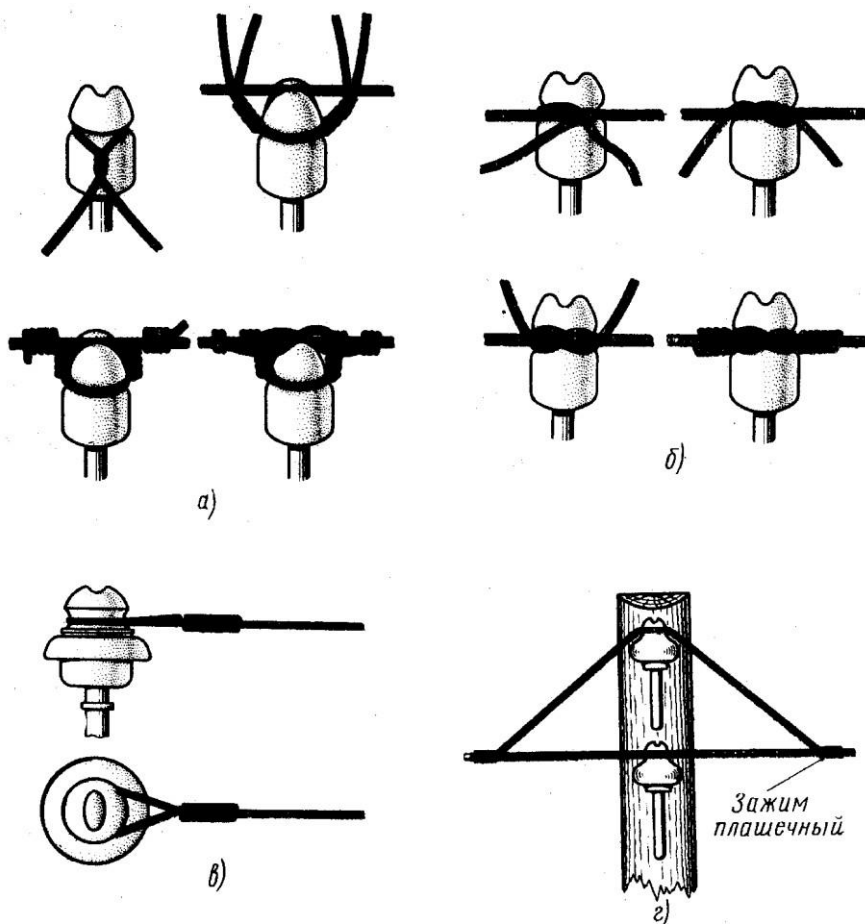


Рисунок 1.13 - Определение стрелы провеса провода

Стрелы провеса требуемой величины можно добиться различными способами, однако наиболее простым и поэтому наиболее часто применяемым является непосредственное визирование. Чтобы установить заданную величину стрелы провеса, укрепляют на двух соседних опорах по одной рейке с делениями, а затем электромонтажник, поднявшись на опору, дает команду натягивать провод до момента, когда его нижняя точка совпадает с линией визирования (рисунок 1.13).

При вертикальном расположении проводов на опоре стрелу провеса начинают регулировать с верхнего провода, а при горизонтальном – со среднего. По окончании регулирования провод вязальной проволокой крепят к изоляторам. Вязальная проволока должна быть однородной с материалом провода.

Стальные провода привязывают мягкой стальной оцинкованной проволокой диаметром 1,5–2 мм, а алюминиевые и сталеалюминиевые – алюминиевой проволокой диаметром 2,5–3,5 мм (можно использовать проволоки многопроволочных проводов).



Алюминиевые и сталеалюминиевые провода в местах крепления предварительно обматывают алюминиевой лентой для предохранения их от повреждений.

На промежуточных опорах провод крепят преимущественно на головке изолятора, а на угловых опорах – на шейке, располагая его с внешней стороны угла, образуемого проводами линии. Провода на головке изолятора крепят (рисунок 1.14, а) двумя кусками вязальной проволоки. Прово-

Зажим
плшечный

локу закручивают вокруг го-ловки изолятора так, чтобы концы ее разной длины находились с обеих сторон шейки изолятора, а затем два коротких конца обматывают 4–5 раз вокруг

Рисунок 1.14 - Способы крепления проводов ВЛ до 1 кВ на изоляторах:
а — вязкой на головке, б — вязкой на шейке; в -заглушкой, г — двойное крепление

провода, а два длинных конца переносят через головку изолятора и тоже обматывают вокруг провода.

При креплении провода на шейке изолятора (рисунок 1.14, б) вязальная проволока охватывает петлей провод и шейку изолятора, а затем один конец вязальной проволоки обматывают вокруг провода в одном направлении (сверху вниз), а другой конец – в противоположном направлении (снизу вверх).

На анкерных и концевых опорах провод крепят заглушкой на шейке изолятора (рисунок 1.14, в). В местах перехода ВЛ через железные дороги и трамвайные пути, а также на пересечениях с другими силовыми линиями и линиями связи применяют двойное крепление проводов (рисунок 1.14, г).

Монтер, выполняющий крепление проводов, должен быть в головном уборе, прочно стоять на монтерских когтях и быть надежно пристегнутым к опоре цепью монтерского пояса. Запрещается при креплении проводов на угловой опоре стоять внутри угла, образуемого проводами линии.

По окончании монтажа линии производят маркировку ее опор, указывая на каждой опоре номер линии, порядковый номер опоры в данной линии и год установки опоры. Цифры наносят на опоры черной краской на высоте 3–4 м со стороны, наиболее доступной для чтения их.

Вновь смонтированная воздушная линия должна быть сдана в эксплуатацию. При сдаче линии в эксплуатацию проверяют: все элементы линии (путем осмотра с земли); прочность крепления траверс, подкосов пасынков, изоляторов и проводов (верховой осмотр); глубину зарытия опор (выборочно), но не менее 10 %; величину стрелы провеса проводов; наименьшее расстояние от наинизшей точки провисания проводов до земли; габариты проводов в местах сближений и пересечений.

Приемка линии в эксплуатацию.

По окончании работ по сооружению воздушной линии, которая будет передана для эксплуатации предприятию электрических сетей, руководство предприятия электросетей назначает рабочую комиссию по приемке воздушной линии в эксплуатацию. В состав комиссии входят представители предприятия электрических сетей (председатель комиссии), подрядчика, субподрядчика, проектной организации. В состав комиссии могут входить представители других заинтересованных организаций. Рабочая комиссия проверяет следующие документы:

- 1) рабочий проект ВЛ с изменениями, внесенными в процессе строительства и согласованными с проектной организацией;
- 2) схему сети с указанием марок и сечений проводов, типов опор, защитных заземлений и т. д.;
- 3) акты приемки переходов и пересечений;
- 4) акты на скрытые работы по устройству заземлений и заглублений опор;
- 5) документ об отводе земельного участка;

- 6) протоколы измерений сопротивления заземляющих устройств;
- 7) паспорт линии.

Государственная приемочная комиссия на основании осмотра воздушной линии, актов рабочей комиссии, технической документации и ряда других дополнительных документов определяет качество работ, соответствие их проекту и возможность сдачи ВЛ в эксплуатацию. После включения ВЛ под напряжение и нормальной работы ее в течение суток Государственная приемочная комиссия подписывает акт приемки воздушной линии в эксплуатацию.

Техника безопасности при сооружении воздушных линий

Рытье котлована. Котлованы, как правило, роют механизмами. К управлению этими механизмами допускаются машинисты, прошедшие специальное обучение. Не разрешается находиться в зоне работы стрелы экскаватора, а также вблизи вращающегося бура. При силе ветра 7...8 баллов работать с механизмами запрещается.

Подъем и установка опор. Перед началом работ осматривают подъемные и тяговые механизмы и убеждаются в их исправности. Все подъемные и тяговые механизмы, вспомогательные приспособления систематически подвергаются испытаниям согласно установленным срокам.

При подъеме опор, а также грузов на опоры рабочим запрещается находиться под опорой или под натянутыми тросами и расчалками.

Вручную при помощи багров и ухватов разрешается поднимать только одностоечные деревянные опоры. Оставлять на весу поднимаемые опоры не разрешается. Нельзя прекращать работ по засыпке котлованов с установленной опорой до полного окончания засыпки и трамбовки.

Монтаж проводов. Все лица, занятые раскаткой, подъемом и натяжением проводов, должны знать сигналы и команды. При ручной раскатке на каждого рабочего должно приходиться не более 50 кг провода. Необходимо следить за тем, чтобы во время раскатки провод не зацеплялся за посторонние предметы и на нем не возникали барашки и резкие перегибы, что может привести к обрыву провода и травмированию работающих.

До начала работ, связанных с подъемом электромонтажников на опоры, мастер проверяет пригодность к работе когтей, предохранительных поясов, лестниц, блоков, веревок и т. д. и лично убеждается в прочности закрепления опоры. Поднявшись на нужную высоту опоры, монтер обязан прежде всего закрепиться на ней предохранительным поясом. Работу выполняют, стоя на обоих когтях.

Запрещается работать, а также подниматься и опускаться с той стороны опоры, на которой натягиваются провода, а на угловой опоре – со стороны внутреннего угла.

Составить отчет по следующей форме:

- название и цель работы;
- краткий конспект общих теоретических сведений;
- разработать проект производства работ по монтажу ВЛ;

- в соответствии с представленным генпланом составить ведомость опор;
- назвать последовательность технологических операций при строительстве ВЛ.

Контрольные вопросы

1. Дать понятие воздушной линии электропередачи.
2. Назовите конструктивные элементы опор
3. Перечислите типы опор для ВЛ.
4. Назовите способ разбивки трассы ВЛ.
5. Подготовка котлована под анкерную опору.
6. Укажите порядок подъема и установки опор ВЛ.
7. Способы определения и регулировки стрелы провеса проводов воздушной линии.
8. Как крепят провода ВЛ на изоляторах?
9. Назначение и устройство заземления и зануления опор ВЛ.
10. Правила безопасности при строительстве линии электропередачи.

Литература

1. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001.-М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
2. Правила безопасности при строительстве линии электропередачи и производстве электромонтажных работ. РД 153-34.3-03.285-2002.-М.:изд-во НЦ ЭНАС, 2002. - 104 с.
3. Правила устройства электроустановок: 6-е издание переработанное и дополненное, с изменениями. – М.: Главгосэнергонадзор России 1998 . – 608 с.
4. Практикум по технологии монтажа и ремонта электрооборудования: Учеб. пособие для вузов/ П. Д. Ирха. В. А. Буторин, В. Д. Девятков и др. Под ред. А.А. Пястолова. - М.: Агропромиздат, 1990 . - 160 с.: ил.
5. Пястолов А. А. и др. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования/А. А. Пястолов, А. А. Мешков, А. Л. Вахрамеев. - М.: Колос, 1981. - 335 с.: ил.– (Учебники и учеб. пособия для высш. с.-х. учеб. заведений).
6. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Технология электромонтажных работ.-М.: Высшая школа, 2002. - 301 с.
7. Соколов Б. А., Соколова Н. Б. Монтаж электрических установок. – 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991.- 592 с.: ил.
8. Справочник инженера-электрика сельскохозяйственного производства/ Учебное пособие.-М.: Информагротех, 1999. - 536 с.
9. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М: Энергоатомиздат, 1991.- 464 с.: ил.– (Электроустановки промышленных предприятий / Под общ. ред. Ю. Н. Тищенко и др.)

Лабораторная работа №2

Монтаж и эксплуатация трансформаторных подстанций

Цель работы: Ознакомиться с устройством и технологией монтажа КТП.

Краткие теоретические сведения

Основные определения

Подстанцией называется электроустановка, служащая для преобразования и распределения электроэнергии и состоящая из трансформаторов или других преобразователей энергии, РУ, устройств управления и вспомогательных сооружений. В зависимости от преобладания той или иной функции подстанции называются трансформаторными (ТП) или преобразовательными (ПП).

Распределительным устройством (РУ) называется электроустановка, служащая для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, вспомогательные устройства (компрессорные, аккумуляторные и др.), а также устройства защиты, автоматики и измерительные приборы.

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

Типы трансформаторных подстанций

Трансформаторные подстанции по конструктивному исполнению делятся на мачтовые (столбовые), комплектные (КТП) и закрытые. На открытых мачтовых подстанциях оборудование устанавливают на опорах воздушных линий или на специальных высоких конструкциях. Комплектные трансформаторные подстанции состоят из трансформаторов и металлических шкафов-блоков, в которых находятся в полностью собранном виде элементы присоединения к сети высокого напряжения 35 и 6 кВ и элементы распределительного устройства напряжения 380 и 220В. В закрытых трансформаторных подстанциях все оборудование устанавливают в здании.

Электрическое соединение оборудования внутри подстанции и подсоединение к нему отходящих линий показано на рисунке 2.1.

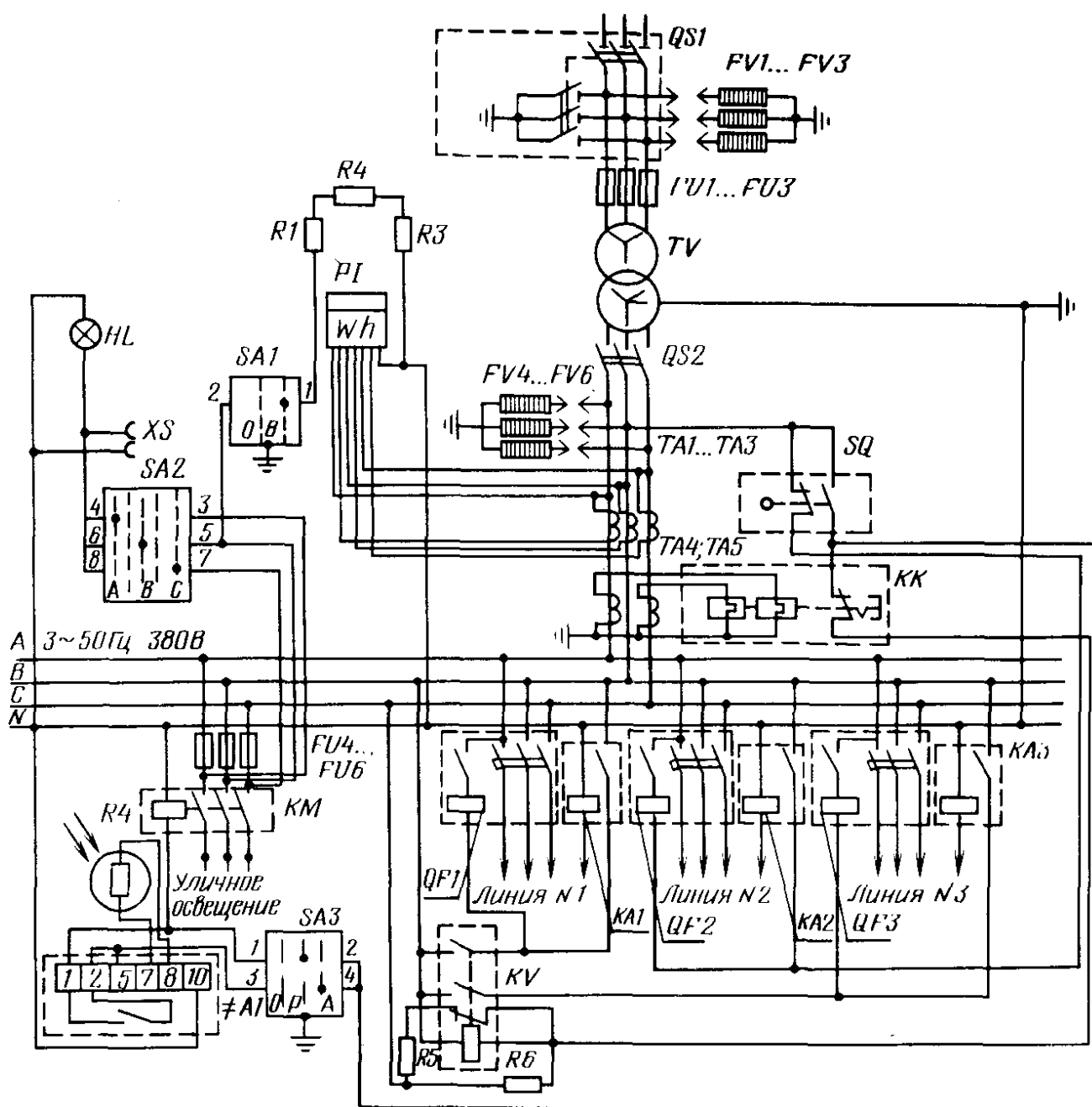
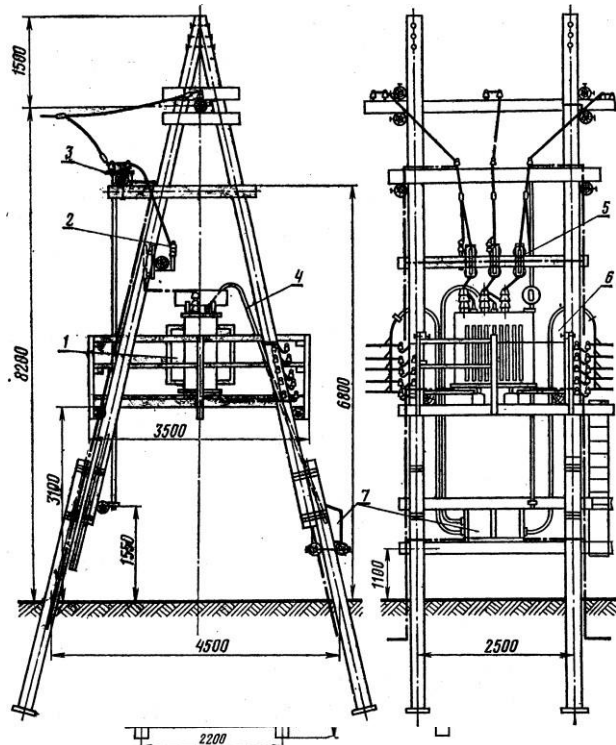


Рисунок 2.1 - Принципиальная электрическая схема КТП 10/0,4 кВ мощностью 63...160кВ·А.

Наименование и функциональное назначение оборудования КТП, изображенного на схеме, приведены в таблице 2.1.

Таблица 2.1 - Наименование и функциональное назначение оборудования КТП

Обозначение на схеме	Наименование и тип оборудования	Назначение
QS1 TV	Разъединительный пункт РП 1У Трансформатор ТМ-160/10	Включение и отключение КТП Преобразование напряжения 10 кВ в напряжение 0,38/0,22 кВ
FU1...FU3	Предохранитель ПК1-10	Защита трансформатора от токов короткого замыкания (ТКЗ)
FV1...FV3	Разрядник РВО-10, РВН-0,5	Защита КТП от атмосферных перенапряжений на линиях 10 и 0,38кВ
QS2 TA1...TA5	Рубильник Р-3243 Трансформатор тока ТК-20УЗ	Отключение низковольтного шкафа Снижение тока для подключения счетчика энергии и реле защиты от перегрузок
FU4...FU6	Предохранитель е 27	Защита линий уличного освещения от ТКЗ
KM	Магнитный пускатель ПМЕ-200	Автоматическое включение и отключение уличного освещения
PI	Счетчик СА4У	Учет потребления активной энергии
R1...R3	Резистор ПЭ-50	Подогрев счетчика в холодное время
SA1	Переключатель ПКП-10	Включение подогрева счетчика
SA2	Переключатель ПКП-10	Подключение лампы на фазы А, В, С, для проверки наличия напряжения и освещения шкафа
HL	Лампа накаливания	Сигнализация наличия напряжения на фазах и освещения шкафа
SA3	Переключатель ПКП-10	Переключение на автоматическое или ручное управление уличным освещением
XS	Штепсельная розетка	Подключение приборов и электроинструмента
SQ	Конечный выключатель ВПК2110	Отключение линий 0,38 кВ при открывании дверцы шкафа
KK	Тепловое реле ТРН-10	Защита трансформаторов от токов перегрузок
QF1...QF3	Автоматические выключатели А3700	Включение и отключение линий 0,38 кВ
KA1...KA3	Токовое реле РЭ-571Т	Защита линий 0,38 кВ от однофазных замыканий проводов на землю
KV	Промежуточное реле РП-25	Отключение автоматических выключателей линий № 1,3
R5, R6	Резисторы ПЭ-50	Снижение напряжения на катушке промежуточного реле
R4	Фоторезистор ФКС-Г1	Преобразование светового сигнала в электрический
≠A1	Фотореле ФР-2УЗ	Автоматическое управление магнитным пускателем



уровне, удобном для
расположен распре-
делительный щит 0,23

Подстанции не
щадки для обслужи-
го трансформатора и
ного оборудования.

Подстанции П-образной конструкции используют с трехфазными трансформаторами мощностью до 100 кВ-А включительно (рисунок 2.3). Разъединитель устанавливают на концевой опоре линии высокого напряжения. На П-образной конструкции устанавливают разрядники, высоковольтные предохранители, силовой трансформатор, ниже, на уровне обслуживания, — распределительный щит 0,4 к. Для обслуживания высоковольтного оборудования и силового трансформатора сооружают специальную площадку. Для подъема на площадку предусмотрена лестница, закрываемая на замок в сложенном положении.

Конструкции АП-образной формы применяют для подстанций с трансформаторами мощностью 160 и 250 кВ-А (рисунок 4). Аналогично на опоре размещают все оборудование и она же является концевой опорой высоковольтной линии. Наиболее широкое, преобладающее применение нашли комплектные трансформаторные подстанции (КТП). Тупиковая КТП с воздушным вводом и трансформатором мощностью до 250 кВ-А приведена на рисунке 2.4. Разъединитель расположен на концевой опоре воздушной линии.

Мачтовые трансформаторные подстанции имеют А-, П- или АП-образные конструкции, изготавливаемые из деревянных или железобетонных стоек. На базе А-образной конструкции (иногда на одностоечной опоре) выполняют однофазные трансформаторные подстанции мощностью 5...10 кВ-А (рисунок 2.2). При этом А-образная конструкция одновременно может быть и концевой опорой воздушной линии высокого напряжения. На траверсе опоры монтируют разъединитель, разрядник, ниже — предохранители и силовой трансформатор. На

обслуживания,
де-
кВ.

имеют пло-
щадку для обслужи-
вания силово-
высоковольт-

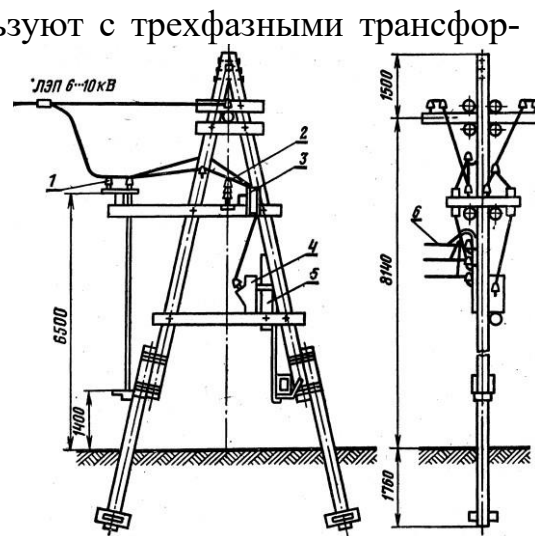


Рисунок 2.3 - Общий вид подстанции на А-образной деревянной опоре:

1 — разъединитель на 6...10 кВ с приводом; 2 — разрядник на 6...10 кВ; 3 — предохранители на 6... 10 кВ; 4 — силовой трансформатор; 5 — распределительный шкаф на 380/220 В; 6 — воздушная линия на 0,38 кВ

Рисунок 2.4.- Общий вид подстанции на АП-образной опоре:

1 — силовой трансформатор; 2 — разрядник на 6...10 кВ; 3 — разъединитель с приводом; 4 и 6 — трубы для проводов 380/220 В; 5 — предохранитель на 6...10 кВ; 7 — распределительные шкафчики 380/220 В.

Разрядники крепят снаружи задней стенки шкафа высоковольтных предохранителей, а ниже — силовой трансформатор. Рядом, на одном уровне с силовым трансформатором, устанавливают распределительный шкаф низкого напряжения. КТП устанавливают на двух (или четырех) железобетонных

стойках. В качестве стоек используют типовые приставки ПТ опор воздушных линий длиной 3,25 м и 4,25 м или унифицированные стойки УСО-ЗА. Высота установки КТП над уровнем земли должна быть не менее 1,8 м, а расстояние от земли до высоковольтного ввода — не менее 4,5 м. Ограждать КТП не обязательно. При расположении их в местах возможного скопления людей (школы и т. п.) их нужно ограждать. Для удобства обслуживания на высоте 0,5...0,75 м от поверхности земли предусмотрена площадка, шарнирно соединенная со стойками, которую после окончания работ поднимают в вертикальное положение и запирают на замок.

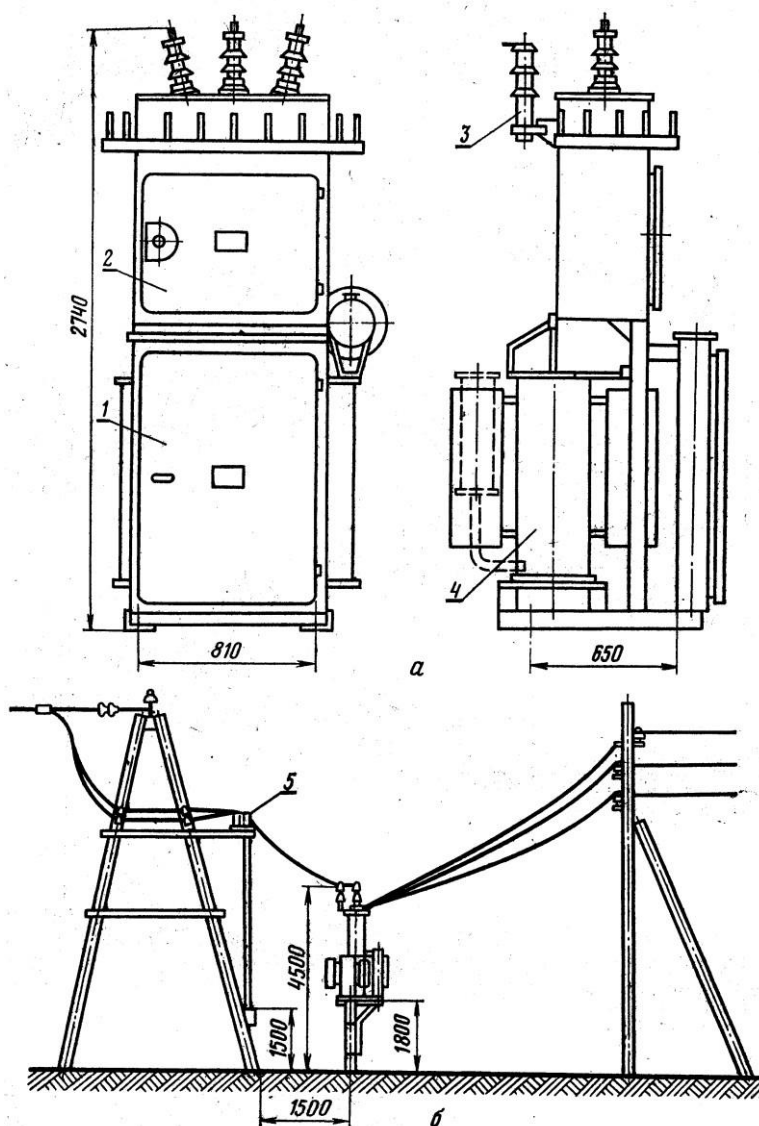


Рисунок 2.5 - Общий вид (а) и установка (б) комплектной подстанции КТП-160:

1 — распределительное устройство на 380/220 В; 2 — вводное устройство напряжением 6...10 кВ; 3 — разрядник; 4 — силовой трансформатор; 5 — разъединитель с приводом.

Закрытые трансформаторные подстанции применяют у ответственных потребителей I и II категории с двухсторонним питанием. Обычно это двухтрансформаторные подстанции с автоматическим включением резерва. Их размещают в кирпичном двухэтажном неотапливаемом здании (рисунок 2.6). На первом этаже монтируют силовые трансформаторы и щит низкого напряжения, на втором – распределительное устройство высокого напряжения. Фундаменты под здание собирают из блоков. Покрытие и перекрытие выполняют из сборных железобетонных панелей.

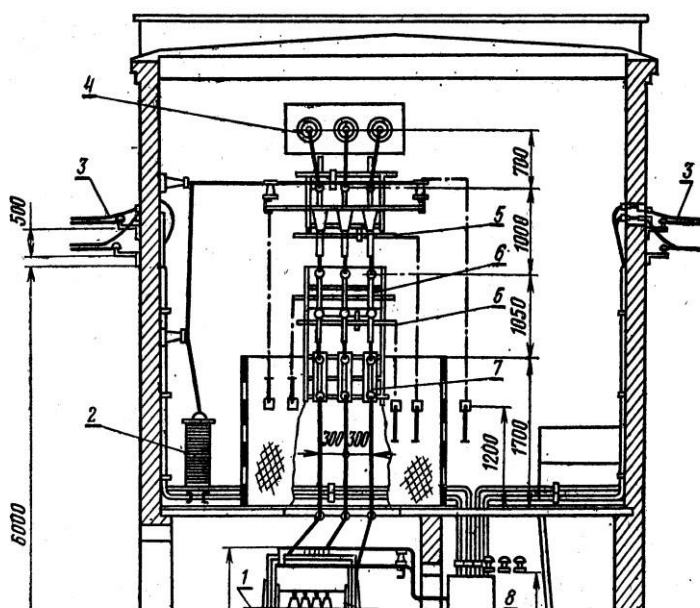


Рисунок 2.6 - Трансформаторная подстанция закрытого типа с воздушным вводом 20 кВ и двумя трансформаторами до 400 кВ-А каждый:

1 — силовой трансформатор; 2 — разрядник; 3 — выводы линий 0,38 кВ; 4 — вводы 20 кВ; 5 — заземляющие ножи; 6 — разъединитель; 7 — предохранители; 8 — распределительное устройство на 0,38 кВ.

Применение КТП обеспечивает индустриализацию ЭМР, сокращает сроки сооружения электроустановок и повышает надежность их работы. Поэтому КТП в промышленных электроустановках почти полностью вытеснили ТП, оборудование которых монтировалось на месте установки.

Электротехнической промышленностью КТП изготавливаются по ГОСТ 14695–80* мощностью от 25 до 2500 кВ-А на напряжение до 10 кВ. В КТП могут быть применены масляные трансформаторы типа ТМЗ с негорючим жидким диэлектриком типа ТНЗ и сухие ТСЗ, в том числе с литой эпоксидной изоляцией; КТП могут быть одно-, двух- и трехтрансформаторными.

Конструкция всех КТП обеспечивает возможность замены силового трансформатора без демонтажа РУ. Комплектная трансформаторная подстанция должна изготавливаться в полностью собранном виде или отдельными составными частями (трансформаторными блоками длиной не более 4 м), подготовленными для сборки на месте монтажа боя ревизии: без разборки коммутационных аппаратов, проверки надежности болтовых соединений и правильности внутренних соединений в отдельных шкафах. К каждой КТП предприятие-изготовитель прикладывает следующую техническую документацию: документацию на трансформаторы по ГОСТ 11677–85*; документацию на комплектующую аппаратуру (согласно стандартам на эту аппаратуру); схемы принципиальные и внешних соединений; чертеж общего вида; эксплуатационную документацию по ГОСТ 2.601–68*.

КТП внутренней установки могут изготавливаться с трансформаторами мощностью 160, 250, 400, 630, 1000, 1600, 2500 кВА.

Строительно-монтажные работы

Перед началом монтажных работ производят приемку от строителей по акту помещения РУ или территории ОРУ под монтаж в соответствии с требованиями СНиП.

В электропомещениях (щитовые, пультовые, подстанции и распределительные устройства, машинные залы, аккумуляторные, кабельные туннели и каналы, кабельные полуэтажи и т. п.) должны быть выполнены чистые полы с дренажными каналами, необходимым уклоном и гидроизоляцией и отделочные работы (штукатурные и окрасочные), установлены закладные детали и оставлены монтажные проемы, смонтированы предусмотренные проектом грузоподъемные и грузоперемещающие механизмы и устройства, подготовлены в соответствии с архитектурно-строительными чертежами и проектом производства работ блоки труб, отверстия и проемы для прохода труб и кабелей, борозды, ниши и гнезда, выполнен подвод питания для временного освещения во всех помещениях.

В зданиях и сооружениях должны быть введены в действие системы отопления и вентиляции, смонтированы и испытаны мостики, площадки и конструкции подвесных потолков, предусмотренные проектом для монтажа и обслуживания электроосветительных установок, расположенных на высоте, а также конструкции крепления многоламповых светильников (люстр) массой свыше 100 кг; проложены снаружи и внутри зданий и сооружений предусмотренные рабочими строительными чертежами асбоцементные трубы и патрубки, и трубные блоки для прохода кабелей.

Строительство трансформаторных подстанций ведут в несколько этапов:

- 1) подготовительные работы; транспортировка конструкций и оборудования;
- 2) строительно-монтажные работы;
- 3) наладка оборудования;

До начала работ по сооружению трансформаторной подстанции составляют график поставки конструкций и оборудования, выбирают необходимые транспортные средства и механизмы. Проверяют возможность проезда транспортных средств, проверяют мосты, переезды, допустимые габариты. Выполняют привязку территории площадки подстанции и ее планировку для обеспечения отвода ливневых вод.

Тип фундамента под сооружаемые подстанции во всех случаях выбирают в соответствии с проектным решением, принятым на основании данных инженерно-геологических изысканий.

Котлованы для фундаментов бурят буровыми или бурильно-крановыми машинами БКГО, БМ (БКГМ), ГБС. Диаметр сверленных котлованов должен составлять 450 мм. Устанавливают приставки ПТ, стойки УСО-3А, УСО-4А при сооружении мачтовых и металлических КТП. При сооружении фундамента КТП срезают растительный слой грунта не менее чем на 10 см, засыпают песчаное основание и укладывают железобетонные конструкции. Для удобства обслуживания на КТП сооружают площадки на высоте 0,75 м от поверхности земли. Площадки устанавливают на двух стойках УСО-4А, которые заделывают в сверленные котлованы. Котлованы под стойки площадки обслуживания бурят только после окончательной уста-

новки стоек под шкафы КТПП. Металлическую раму площадки крепят к оголовкам стоек при помощи сварки. На металлическую раму площадки настилают доски.

Силовые трансформаторы 630 кВ·А содержат значительное количество масла, поэтому при планировке на территории площадки КТПП предусматривают маслостоки для отвода масла в аварийных случаях. В целях создания безопасных в пожарном отношении условий расстояние от маслостоков до оборудования и зданий должно быть не менее 10 м.

При установке стоек в котлованы послойно трамбуют (уплотняют) грунт лопатами, механическими или ручными трамбовками. Для засыпки котлованов на песчаных почвах используют грунт, полученный при разработке котлована, а на глинистых почвах – песчано-гравийную смесь состава 1:1.

Для устройства заземляющего контура подстанции в грунт погружают вертикальные заземлители и роют горизонтальные траншеи для соединительных проводников. Для забивки электродов, рытья и засыпки траншей используют машины УЗК-1 на базе трактора ДТ20-С2. Круглые стальные вертикальные заземлители ввертывают при помощи специального приспособления ямобурами. Забивать электроды можно электропогружателем типа ПЗ-12, пневматическими заглубителями электродов, электромолотком и т. п. Вдавливают электроды при помощи гидросистемы трактора.

Доставленное на монтажную площадку оборудование осматривают, выявляя дефекты, проявившиеся при транспортировке. Целое оборудование устанавливают на подготовленный фундамент (опору). Для погрузки, разгрузки и установки оборудования используют краны соответствующей грузоподъемности.

При подготовке КТП на монтажном участке проверяют соответствие направляющих под трансформатор (кронштейнов). После закрепления КТП на фундаменте устанавливают:

- 1) низковольтные изоляторы;
- 2) проходные изоляторы 6...35 кВ, удалив деревянные заглушки;
- 3) патроны предохранителей типа ПК;
- 4) высоковольтные и низковольтные разрядники.

Собирают линейный разъединитель на раме, регулируют углом поворота одновременность включения, ход контактов. Проверяют состояние поверхности и площадь прилегания контактов, регулируют усилие сжатия контактов. Допускается несоосность вертикальных осей фаз разъединителя не более ± 2 мм, отличие угла поворота подвижных ножей фаз не должно быть более 3%. Параллельность подвижных ножей и одновременность их замыкания регулируют изменением межполюсных тяг и перестановкой упоров. Разновременность включения ножей фаз может составлять не более 3 мм для разъединителей до 10 кВ и 5 мм для разъединителей на напряжение 35 кВ. Монтаж разъединителя выполняют следующим образом. Подготавливают приводную тягу и привод, после чего разъединитель устанавливают на опору. Монтируют элементы блокировки привода разъединителя и дверцы высоковольтного шкафа.

Полностью собранные и отрегулированные разъединители подвергают испытаниям. Мегомметром на напряжение 2500 В измеряют сопротивление изоляции

поводков и тяг, выполненных из органических материалов, и многоэлементных изоляторов.

Наладочные работы на трансформаторных подстанциях выполняют специальные бригады, оснащенные приборами и оборудованием. Основные электрические испытания проводят с использованием автоэлектротехнической лаборатории ЭТЛ-10. Наладочная бригада испытывает все высоковольтное оборудование, силовой трансформатор, низковольтные аппараты, заземляющий контур в объеме, указанном в «Объемах и нормах испытания электрооборудования». Она же составляет исполнительную документацию с указанием изменений, внесенных в проектную документацию.

Для защиты обмоток силового трансформатора от волн перенапряжений на вводах подстанций устанавливают вентильные разрядники типа РВП, РВС, РВО, РВН,

Перед монтажом разрядник РВП-10 осматривают, проверяют целостность фарфоровых частей (отсутствие сколов, трещин и т. п.), исправность армировки. При покачивании и встряхивании разрядника он не должен дребезжать. Позванивание свидетельствует об ослаблении связи между внутренними частями, такой разрядник следует перебрать в лаборатории или мастерской

Монтаж КРУ, КСО и КТП.

При приемке от заказчика в монтаж КРУ и КТП должна быть проверена комплектность технической документации предприятия-изготовителя (паспорт, техническое описание и инструкция по эксплуатации, электрические схемы главных и вспомогательных цепей, эксплуатационная документация на комплектующую аппаратуру, ведомость ЗИП).

К месту установки КРУ и КСО доставляют укрупненными блоками по три – пять камер, собранных вместе. Если перемещение и подъем комплектных камер производят в упаковке, то строповку при подъеме краном производят способом, указанным предприятием-изготовителем. Строповку камер и КТП без упаковки производят за соответствующие крюки и рымы. Перемещение и подъем комплектных камер и КТП всегда производят в вертикальном положении согласно надписям «Верх» и «Низ».

На рабочее место КРУ, КСО и КТП устанавливают на заранее подготовленные при выполнении работ первой стадии основания, закладные части, опорные рамы, выверенные по уровню на проектной отметке; КТП разрешается устанавливать непосредственно на бетонном полу без крепления. Установку камер на место производят в соответствии со схемой заполнения, даваемой в проекте, на которой указывают взаимное расположение камер и схему соединений всего РУ. Камеры к месту установки подают в такой последовательности, чтобы установленные на место они не мешали перемещению и установке последующих комплектных камер.

Работы по монтажу КРУ, КСО и КТП выполняют в соответствии с проектом производства ЭМР (ППР). Монтажные работы ведутся в две стадии. В первой стадии электромонтажники контролируют правильность установки строителями закладных элементов, предусмотренных строительными чертежами, и устанавливают

в соответствии с проектом электроустановок конструкции для осветительных пунктов, отдельно стоящих панелей защиты и электрических аппаратов; выполняют монтаж внутренней сети заземления и присоединяют вводы от заземлителей к закладным конструкциям для установки камер; монтируют сеть общего освещения помещения РУ. При этом заготовку для крепления открытой электропроводки и установку деталей крепления осветительной арматуры выполняют до побелки помещения. При скрытой электропроводке до побелки помещения производят не только прокладку труб, но и затяжку проводов и их соединения. В РУ, собираемых из камер КСО, магистрали освещения прокладывают в коробе, проходящем по верху камер, после установки камер. Светильники на камерах КСО устанавливают на этом же коробе и поставляют в комплекте электрооборудования камер. Если в проекте предусмотрена установка в каналах кабельных конструкций, то эту работу выполняют также в первой стадии монтажа.

При приемке от строителей по акту помещения РУ под монтаж проверяют выполнение следующих работ: в стенах, потолках и полах должны быть оставлены необходимые проемы, тщательно заделаны все швы, отверстия и борозды, стены и потолки должны быть побелены и окрашены; кабельные каналы должны быть отделаны и перекрыты съемными плитами из несгораемых материалов в уровень с чистым полом. Масса отдельной плиты перекрытия не должна быть более 50 кг; под ряды камер должны быть заложены в полу конструкции. Поверхность всех конструкций для установки камер должна быть в одной горизонтальной плоскости, при этом отклонение допускается не более 1 мм на 1 м длины и не более 5 мм на всю длину конструкции. Стыки конструкций должны быть тщательно сварены с помощью накладок из полосовой стали для обеспечения непрерывности цепи заземления. Накладки должны быть приварены с боковых сторон конструкций или снизу так, чтобы они не выступали над поверхностью, на которой устанавливают камеры. Закладные конструкции должны быть установлены в соответствии с проектом.

В РУ для установки камеры КРУ черный пол камеры под камерами должен быть на 10–20 мм ниже отметки чистого пола. По всей длине закладных конструкций должны быть оставлены борозды для установки опорных швеллеров камер КРУ. Эти борозды заделывают после установки камер КРУ на место. Если камеры устанавливают на междуэтажном перекрытии, то в нем должны быть оставлены необходимые проемы и заложены отрезки стальных труб для ввода силовых и контрольных кабелей. При установке на полу первого этажа должны быть выполнены соответствующие каналы и прямки и заложены стальные трубы для подвода кабелей. Концы труб должны выступать не менее чем на 30 мм. При приемке помещений отверстия всех отрезков труб для прохода кабелей из одного помещения в другое как в стенах, так и в перекрытиях должны быть закрыты временными заглушками для предотвращения возможности распространения пожара в случаях загорания кабелей в период производства монтажных работ.

В помещении РУ, предназначенном для установки камер КСО, до приемки помещения под монтаж должно быть полностью закончено устройство чистого пола. В помещении для установки КРУ чистый пол делают во всем помещении, кроме участков под шкафами камер КРУ. Эти участки чистого пола выполняют после ус-

тановки КРУ и заделки их опорных швеллеров в борозды. При этом уровень чистого пола с фасада камер КРУ делается вровень с горизонтальной полкой направляющих для выкатной тележки.

В соответствии с проектом оставляют постоянные или временные монтажные проемы для прохода камер. К моменту приемки помещения под монтаж в постоянных проемах должны быть навешены двери, а во временных – установлены временные щиты. Все двери из помещения РУ должны открываться наружу, в них должны быть установлены samozапирающиеся замки, открываемые из помещения РУ без ключа. Окна в помещении РУ застекляют, и на первом этаже на них устанавливают снаружи металлические сетки с размером ячейки не более 25x25 мм. Сетки окрашивают светлой краской. Территория, прилегающая к помещению РУ, должна быть спланирована. Одновременно выполняют работы по гидроизоляции подземной части фундаментов, каналов и проходов труб, а также потолочного перекрытия.

Помещение РУ должно быть очищено от строительного мусора, высушено и приведено в состояние, при котором исключается возможность увлажнения монтируемого электрооборудования.

Подготовку строительной части для установки КТП (закладные детали и конструкции, приемки под трансформатором, направляющие под трансформатором, кабельные каналы, закладка стальных труб и т.п.) выполняют в соответствии с чертежами строительного задания, выдаваемого организацией, проектирующей электрическую часть, и учитываемого при разработке чертежей строительной части.

После приемки под монтаж строительной части помещения РУ приступают к монтажным работам второй стадии. При установке камер РУ или КТП в помещении машинного зала или в цеху перемещение их к месту установки и установку на закладные конструкции производят с помощью мостового крана или других подъемно-транспортных механизмов, перемещение и установку камер производят с помощью тележек и такелажных приспособлений.

При перевозке камер на тележках и при перемещении по направляющим без тележек соблюдают предосторожность, чтобы не повредить чистый пол. При перемещении камер КРУ соблюдают особую предосторожность во избежание повреждения нижней рамы и направляющих для выкатной тележки. Если установку камер на направляющие производят по одной, а не блоком, то начинают установку с крайней камеры в ряду. Установку и монтаж камер КРУ и КСО выполняют в соответствии с инструкцией.

По окончании монтажных работ каждую камеру КСО приваривают вместе с подкладками к закладным конструкциям по всем четырем углам, а у камер КРУ приваривают к закладным конструкциям не менее чем в двух местах каждый из трех опорных швеллеров вместе с подкладками. Перед приваркой швеллеров камер КРУ проверяют совпадение разъединяющих контактов первичных и вторичных цепей и заземляющих контактов путем медленного вкатывания тележек в рабочее положение с помощью механизма вкатывания.

После выполнения этих работ заливают цементным раствором борозды, оставленные под опорные швеллеры камер КРУ. Камеры КСО и КРУ могут устанавливаться не на закладных конструкциях, а на анкерных болтах.

Монтажные работы в части первичных цепей завершают проверкой уровня масла в бачках выключателей и при необходимости доливкой чистого, сухого прошедшего испытания трансформаторного масла до уровня отметки на маслоуказателе и проверкой работы выключателей, разъединителей, вспомогательных контактов и блокировочных устройств.

С целью всемерного сокращения сроков монтажных работ второй стадии стремятся максимально возможное количество этих работ выполнить вне зоны монтажа на стенде в МЭЗ в период строительства помещения РУ и ТП и в период выполнения монтажных работ первой стадии, при этом производят укрупнительную сборку камер в блоки с учетом местных возможностей транспортировки и установки их на место.

Одновременно с работами по первичным цепям на второй стадии монтажных работ выполняют *монтаж вторичных цепей*. В релейных шкафах камер КРУ и на фасаде камер КСО устанавливают приборы и аппараты защиты, управления, сигнализации, измерения и учета электроэнергии, демонтированные на время транспортировки. При установке камер КСО прокладывают в коробе провода межкамерных соединений и производят их подсоединение.

В соответствии с проектом прокладывают, разделяют и подключают контрольные кабели, кабели питания оперативным током и кабели освещения. Разделку концов контрольных кабелей и подсоединение их к зажимам производят, как правило, после окончания всех монтажных работ в камерах. Все проходы кабелей из каналов через отрезки труб уплотняют бандажами из шпагата и изоляционной ленты. В соответствии с кабельным журналом на концы кабелей вешают маркировочные бирки с надписями. На жилы кабелей также ставят бирки с соответствующими надписями и обозначениями по схеме. Для обеспечения испытательных и наладочных работ предусматривают на вводе питания переменным током освещения РУ ящик с рубильником и предохранителями для присоединения испытательных аппаратов (кенотрона, нагрузочных трансформаторов). Силовые кабели прокладывают в каналах в помещениях РУ или ТП после установки камер на место. В каналах кабели раскладывают в соответствии с кабельным журналом. Если концы их вводят в камеры через отрезки труб, то места выхода кабелей из труб тщательно уплотняют для отделения кабельного сооружения от помещения РУ или ТП на случай загорания кабелей. После монтажа концевых заделок на кабели у каждой заделки вешают маркировочную бирку с надписью в соответствии с кабельным журналом. Жилы кабелей, по которым может быть подано напряжение, подключают к РУ только после окончания всех монтажных работ и приемки РУ в эксплуатацию.

Перед сдачей в эксплуатацию восстанавливают поврежденную отделку камер, окрашивают дополнительно установленные монтажные изделия и конструкции и места сварок. На фасадах камер, а при наличии прохода позади камер – и с задней стороны, выполняют четкие надписи в соответствии с проектом, где указывают наименование присоединений. Камеры КСО поставляют с надписями, выполненными на верхнем коробе (карнизе) для магистрали освещения и установки светильников. У всех приводов выключателей и разъединителей делают надписи с указанием «Включено» и «Отключено». В камерах КСО рядом с приводами разъединителей

предприятие-изготовитель выполняет надписи, поясняющие, к какому разъединителю относится данный привод. На фазах каждой секции сборных шин РУ предусматривают места для наложения переносного заземления. Шины в этих местах зачищают и смазывают тонким слоем технического вазелина и зачищенные места окаймляют с обеих сторон полосками, покрашенными черной краской. У мест, предназначенных для наложения заземления, делают надписи «Заземлять здесь!» или наносят условный знак заземления. На дверях, выходящих из помещения РУ или ТП наружу или в другое помещение, с внешней стороны делают надписи с наименованием РУ или ТП и закрепляют стандартные металлические предупредительные плакаты.

Монтаж КТП выполняют аналогично монтажу КРУ. Сборка КТП включает: соединение выводов трансформатора с РУ; установку автоматического выключателя, транспортируемого в отдельной упаковке; выполнение заземления; подсоединение отходящих линий; подсоединение кабеля к трансформатору или шкафу вывода. Распределительное устройство, состоящее из нескольких блоков, собирают поочередно, предварительно сняв заглушки, закрывающие выступающие концы шин, а также сняв подъемные скобы с опорных швеллеров. Установочные швеллеры шкафов отдельных групп соединяют перемычками из полосовой стали 40Х4 мм.

Автоматические выключатели устанавливают в шкафы КТП после проверки их исправности и соответствия технических данных указанным на схеме в проекте. Автоматический выключатель выдвижной конструкции подсоединяют к внешней цепи с помощью втычных контактов. Перед установкой автоматического выключателя в шкаф проверяют совпадение вертикальных и горизонтальных осей симметрии втычных контактов и ножей. Допускается небольшое отклонение от соосности, при котором в рабочем положении автоматического выключателя просвет между задними колесами каркаса автоматического выключателя и рельсами не превышает 1 мм. Раствор главных втычных контактов должен быть 4–5 мм; сила нажатия каждого втычного контакта 100–120 Н. Подвижные и неподвижные вспомогательные контакты должны совпадать по осям симметрии и иметь провал 1,5–2 мм.

Автоматические выключатели вкатывают сначала вручную до упора роликов в опорные скобы, а затем с помощью рукоятки, вращаемой по часовой стрелке. Заземление автоматических выключателей выполняют специальными скользящими контактами. После установки автоматических выключателей укрепляют дугогасительные камеры и проверяют ход подвижных контактов. Контакты не должны соприкасаться со стенками камер и с пластинками дугогасительной решетки.

Максимально возможное количество указанных выше работ второй стадии выполняют вне зоны монтажа в период строительства помещения КТП и в период выполнения монтажных работ первой стадии.

Перед сдачей в эксплуатацию законченных монтажом РУ или ТП устраняют дефекты и недоделки монтажа, выявленные при выполнении пусконаладочных работ.

Устройство и монтаж силовых трансформаторов

Силовой трансформатор – основной элемент схемы электроснабжения. От качества монтажа во многом зависит надежность его работы в условиях эксплуатации.

Силовые трансформаторы предназначены для повышения и понижения напряжения переменного тока. Они изготавливаются трехфазными и однофазными, двухобмоточными и трехобмоточными. Двухобмоточные трансформаторы имеют обмотку высокого напряжения (ВН) и низкого напряжения (НН). У трехобмоточных трансформаторов – три обмотки. Кроме обмоток ВН и НН они имеют еще обмотку среднего напряжения (СН). В зависимости от принятой системы охлаждения обмоток трансформаторы бывают: масляные (ТМ), с негорючим заполнением (ТН) и сухие с воздушным охлаждением (ТС). Все силовые трансформаторы трехфазные мощностью 6,3 кВ-А и более и однофазные мощностью свыше 4 кВ-А классов напряжения до 750 кВ включительно должны удовлетворять общим техническим условиям ГОСТ 11677–85*.

По ГОСТ 16555–75* изготавливаются трансформаторы силовые трехфазные герметичные масляные типа ТМЗ и с негорючим жидким диэлектриком типа ТНЗ мощностью от 250 до 2500 кВ-А и напряжением обмоток ВН 6 и 10 кВ и НН 0,4 и 0,69 кВ, с соединением обмоток: ВН – в звезду или в треугольник, НН – в звезду с выводом нулевой точки. Трансформаторы имеют переключатель ступеней (ПБВ)

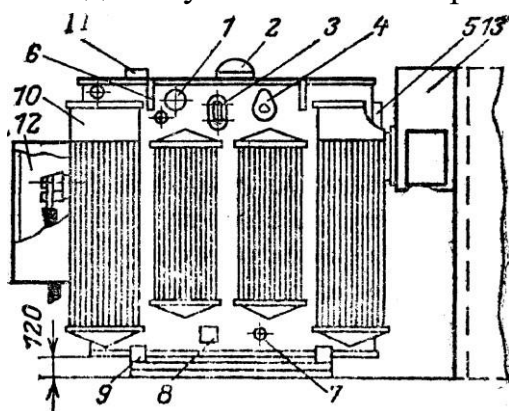


Рисунок 2.7- Трансформатор ТМЗ-1000 (левое исполнение);

1 — мановакуумметр; 2 — реле давления; 3 — маслоуказатель; 4 — термосигнализатор; 5 — сборная коробка; 6 — крюк для подъема трансформатора; 7 — пробка для взятия пробы масла; 8 — кран для слива масла; 9 — поддомкратная площадка; 10 — термосифонный фильтр; 11 — переключатель напряжения; 12 — кабельный ввод ВН; 13 — шинные выводы НН

обмотки ВН, обеспечивающий диапазон регулирования напряжения $\pm(2 \times 2,5\%)$. Привод переключателя выведен на крышку или на стенку бака трансформатора. Переключение производится при выключенном трансформаторе. Баки трансформаторов обеспечивают удобство сочленения с РУ высокого и низкого напряжения КТП. Для обеспечения температурных изменений объема масла и негорючего жидкого диэлектрика (совтола-10) под крышкой бака оставляется газовая (азотная) подушка. Для контроля уровня масла и совтола предусмотрен указатель уровня. Давление газа контролирует реле давления. На рисунке 2.7 показан трансформатор типа ТМЗ-1000.

Трансформаторы силовые трехфазные сухие общего назначения, в том числе для КТП, изготавливаются мощностью от 160 до 1600 кВ-А, напряжение обмоток ВН 6; 10; 13,8 и 15,75 кВ. Напряжение обмоток НН 0,23; 0,4; 0,69 кВ. Соединение обмоток ВН – в треугольник или в звезду; НН – в звезду с выведенной нулевой точкой. В обмотке ВН предусмотрена возможность изменения напряжения в диапазоне $\pm (2 \times 2,5 \%)$. Переключения допускается производить только при отключенном трансформаторе со стороны как ВН, так и НН. Зажимы ответвлений обмотки ВН расположены на панели внутри кожуха. Трансформаторы мощностью 630 кВ-А и более имеют переставные гладкие катки для продольного и

поперечного перемещения. Трансформаторы мощностью 160–400 кВ·А катков не имеют, и их передвижение должно осуществляться на монтажных катках, подкладываемых под жесткую нижнюю раму кожуха.

Освоено производство новой серии масляных трансформаторов I и II габаритов (мощностью до 630 кВ·А класса напряжения до 35 кВ) типов ТМГ и ТМВГ, особенностью которых является разъемная герметизированная конструкция бака, позволяющая исключить контакт внутреннего объема трансформатора с окружающей средой. Эти трансформаторы полностью, до крышки, заполнены трансформаторным маслом, и температурные колебания его объема компенсируются за счет изменения объема бака с гофрированными стенками. Трансформаторы заполняются дегазированным маслом, заливаемым под глубоким вакуумом. Бак трансформатора в зависимости от типа – овальной или треугольной формы и состоит из верхней уголкового рамы, гофрированной стенки из тонкой листовой стали, нижней обечайки с приваренным дном. Из конструкции бака исключены маслорасширитель, термосифонный и воздушный фильтры и радиаторы охлаждения. Герметичное исполнение и применение гофрированных стенок бака позволили снизить существенно массу и габариты. Срок службы трансформаторов 25 лет при сокращении объема текущего ремонта и отказе от проведения капитальных ремонтов. Однако трансформаторы типов ТМГ и ТМВГ требуют более высокого уровня монтажа и эксплуатации. Гофрированные стенки бака выполнены из тонколистовой стали и чувствительны к механическим воздействиям. Поэтому монтажный и эксплуатационный персонал должен соблюдать повышенную осторожность при транспортировке, монтаже и текущих ремонтах герметизированных трансформаторов.

По размерам силовые трансформаторы подразделяются на шесть габаритов. К первым габаритам относятся трансформаторы напряжением до 35 кВ (1-й габарит – мощностью 25...100 кВ·А, 2-й – 160...630 кВ·А и 3-й – 1000...6300 кВ·А). С завода-изготовителя трансформаторы обычно доставляют железнодорожным или водным транспортом. Трансформаторы мощностью до 1600 кВ·А транспортируют в полностью собранном виде и заполненными маслом. Трансформаторы большей мощности транспортируют с маслом, но со снятыми отдельными, узлами (вводы, расширители, радиаторы и т. п.).

Чтобы монтаж силового трансформатора прошел успешно, необходимо тщательно выполнить подготовительные работы. До начала монтажа необходимо подготовить следующее:

- а) строительную часть (фундамент, пути перекатки от места сборки до монтажа);
- б) помещение (ТМХ) или площадку для сборки, ревизии и прогрева трансформатора;
- в) соответствующие подъемные механизмы, инструмент, приспособления и материалы;
- г) трансформаторное масло и оборудование для его обработки и заливки;
- д) источники электроснабжения;
- е) противопожарный инвентарь и систему оповещения (телефон и т.п.).

Подготовительные работы к монтажу трансформаторов

Эти работы включают в себя разгрузку и доставку трансформатора к месту ревизии и установки, ревизию и, в случае необходимости, сушку обмоток и масла.

При отсутствии специальной трансформаторной мастерской ревизию трансформатора выполняют в подходящем помещении внутри одного из цехов или во временно сооружаемом около места установки укрытии, где на высоте, достаточной для подъема активной выемной части трансформатора или съемной части бака, установлены грузоподъемные приспособления.

Для монтажа трансформаторов небольшой мощности специализированные монтажные организации применяют передвижные мастерские с необходимой оснасткой.

Ревизию трансформаторов выполняют по инструкции завода-поставщика. Трансформаторы мощностью до 2,5 МВ·А напряжением до 35 кВ поступают с завода заполненными маслом, с установленными на них расширителями. Трансформаторы мощностью более 2,5 МВ·А и трансформаторы напряжением 220 кВ поступают заполненными маслом, но без расширителя; не более чем через шесть месяцев после отправки с завода должен быть установлен расширитель и долито масло. Перед доливкой масла трансформатор испытывают на электрическую прочность, проводят химический анализ, проверяют герметичность бака и снимают электрические изоляционные характеристики трансформатора.

Трансформаторы мощностью до 40 МВ·А напряжением 110 кВ и мощностью более 40 МВ·А напряжением 220 кВ могут поступать с завода без масла не более чем через шесть месяцев после поступления трансформаторы напряжением 110 кВ четыре месяца трансформаторы напряжением 220 кВ должны быть после проверки герметичности и комплекса измерений залиты маслом.

Особое внимание должно быть уделено соблюдению правил хранения маслонаполненных высоковольтных вводов. После поступления на место монтажа вводы должны быть установлены на стеллажах в вертикальном положении с открытием «дыхательной» пробки. При обнаружении во вводе недостатка масла должен быть произведен анализ оставшегося масла и замер $\text{tg}\delta$ ввода; при значении $\text{tg}\delta$, превышающем нормальное, необходима сушка ввода.

Радиаторы перед навеской на бак трансформатора испытывают на герметичность нагретым маслом или сухим воздухом при избыточном давлении 0,5 кгс в течение 30 мин, а затем промывают чистым трансформаторным маслом, нагретым до 50–60° С.

Маслоохладительную систему с принудительной циркуляцией масла и водяным охлаждением перед монтажом очищают от грязи и ржавчины, промывают маслом и после сборки испытывают давлением масла 5 кгс/см² в течение 30 мин; при этом же давлении испытывают водой задвижки водяной системы.

Маслоохладительную систему с принудительной циркуляцией масла и обдувом воздухом после чистки секций также испытывают маслом при давлении 5 кгс/см² в течение 30 мин, проверяя работу вентиляторов и масляного насоса.

Газовые реле и другие приборы, установленные на трансформаторах, передают на проверку в лабораторию.

Результаты предварительной оценки состояния изоляции учитывают при решении вопроса о включении трансформатора в эксплуатацию без сушки.

Ревизия активной части трансформатора

Ревизию активной части трансформатора проводят только в случае нарушения правил транспортировки, выгрузки и хранения, а также после каждого нарушения, которое могло бы привести к повреждению внутри трансформатора. Способ проведения ревизии определяется конструкцией трансформатора. Можно поднять активную часть из бака трансформатора или верхнюю съемную часть, если бак с нижним разъемом.

Трансформатор можно вскрывать для осмотра только при условиях, препятствующих быстрому увлажнению изоляции. Осмотр следует проводить в помещении, защищенном от попадания атмосферных осадков и пыли. На открытом воздухе трансформатор можно вскрывать только в сухую и ясную погоду.

В случае необходимости осмотр активной части в зависимости от конструкции трансформатора может быть произведен с выемкой ее или без выемки либо через крышку трансформатора, либо через люк на крышке, либо через люк в боковых стенках бака.

При ревизии активной части трансформатора ее часто поднимают из бака. Трансформатор устанавливают строго по уровню, а поднятую активную часть – на деревянных подкладках. Объем работ при ревизии следующий.

- 1) Проверяют состояние крепежа.
- 2) Осматривают состояние контактных поверхностей переключателей.
- 3) Промывают активную часть струей горячего чистого и сухого трансформаторного масла. Промывают и очищают внутреннюю часть бака.
- 4) Измеряют сопротивление изоляции стяжных шпилек и прессующих колец.

После окончания ревизии активную часть опускают в бак, герметизируют размеры крышки бака. Резиновые прокладки приклеивают к раме разъема. По всему периметру бака равномерно затягивают болты. После этого проверяют состояние изоляции силового трансформатора и при соответствии ее нормам в трансформатор заливают масло.

После выполнения ревизии трансформатор собирают и перекачивают на фундамент. При сборке монтируют заранее подготовленные детали трансформатора: термосифонный фильтр, расширитель, выхлопную трубу, газовое реле, термосигнализаторы, а также силовые и контрольные кабели.

После окончания сборки при помощи лебедок трансформатор перемещают на катках на фундамент и присоединяют к общему контуру заземления. При установке на фундамент необходимо проверить, чтобы крышка трансформатора имела подъем по направлению к газовому реле $1.. 1,5^\circ$ относительно линии горизонта.

Испытания трансформаторов

После окончания монтажа трансформатор подвергают испытаниям. Испытание начинают с проверки маслоплотности его бака путем создания избыточного давления столбом масла высотой 0,6 м над высшим рабочим уровнем масла в расширителе в течение 3 ч при температуре масла не ниже $+ 10^\circ\text{C}$ (283 K). Для этой

цели на крышке трансформатора устанавливают трубу высотой 1,5 м, заполненную маслом до необходимого уровня. Отсутствие течи в уплотнениях и швах бака трансформатора свидетельствует о его маслоплотности.

После окончания доливки и отстоя масла в течение не менее 24 ч отбирают масло для выполнения сокращенного анализа и измерения $\text{tg}\delta$ и электрической прочности. Характеристики масла должны соответствовать требованиям ПТЭ и ГОСТов.

Затем измеряют потери холостого хода при напряжении, равном 5...10% номинального (рис. 46). При этом используют схемы и напряжения, при которых; были сделаны измерения на заводе-изготовителе. Значения потерь не нормируют, но для трехфазных трехстержневых трансформаторов они не должны отличаться от заводских данных более чем на 5%, а для однофазных трансформаторов – на 10%.

Для измерения сопротивления изоляции и определения отношения R_{60}/R_{15} пользуются мегомметром на 2500 В. При измерении все выводы обмоток одного напряжения соединяют между собой. Остальные обмотки и бак заземляют. За температуру изоляции трансформатора, не подвергающегося подогреву, принимают температуру верхних слоев масла. Значение R_{60} изоляции должно быть не менее указанного в нормах. Например, для трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно, залитых маслом, при температуре обмотки 20°C $R_{60} \geq 300$ МОм. Сопротивление изоляции измеряют при температуре верхних слоев масла не ниже + 10°C, в противном случае трансформатор подогревают.

Тангенс угла диэлектрических потерь для трансформаторов напряжением до 35 кВ и мощностью до 6300 кВ·А измеряют в случаях несоответствия измеренного сопротивления изоляции требуемому значению. Измеренное значение Idb изоляции обмоток, приведенное к одной температуре, не должно отличаться более чем на 1 % от заводских данных и по абсолютному значению для температуры обмотки 20°C должно быть не более 1,5%.

При отсутствии паспортных данных или после ремонта с частичной или полной сменой обмоток проверяют коэффициенты трансформации на всех ступенях переключателя. Коэффициент трансформации не должен отличаться более чем на $\pm 2\%$ от значений, полученных на других фазах, и от заводских данных. Измерение выполняют компенсационным методом, методом двух вольтметров или методом образцового трансформатора.

Группу соединения проверяют при отсутствии паспортных данных или когда сомневаются в их правильности, а также после ремонтов с частичной или полной сменой обмоток. Измеряют фазометром или методом двух вольтметров. По показанию фазометра, измеряющего угловые смещения между напряжениями обмоток, определяют группу соединения.

Сопротивление обмоток постоянному току определяют на всех ответвлениях. Полученные значения не должны отличаться более чем на 2% от сопротивления других фаз или от заводских данных.

Испытание изоляции повышенным напряжением с частотой 50 Гц проводят в течение 1 мин. Значение испытательного напряжения должно соответствовать ГОСТ 1516.1–73. Для трансформаторов с нормальной изоляцией значения испыта-

тельного напряжения во время пусконаладочных испытаний должны быть следующими:

класс напряжения обмотки, кВ		0,69	3	6	10	20	35
испытательное напряжение, кВ		4,5	16	23	32	50	77

После испытания изоляции повышенным напряжением у трансформаторов, имеющих магнитопроводы со стальными шпильками, следует в течение 1 мин испытать витковую изоляцию индуктированным напряжением промышленной частоты, равным 1,15 номинального напряжения.

Перед включением трансформатора в работу проверяют действие газовой защиты, реле уровня масла, манометрических термометров, встроенных трансформаторов тока. Действие реле уровня масла проверяют в процессе доливки маслом трансформатора.

Особенности правил техники безопасности при монтаже трансформаторных подстанций

Строительные работы в помещениях и на территории подстанции должны быть полностью закончены до начала электромонтажных работ. Должны быть приняты фундаменты, порталы, конечные опоры воздушных линий, А- и П-образные конструкции. Эти конструкции при монтаже оборудования испытывают значительные нагрузки, и требуется надежное выполнение всех болтовых и сварных соединений, правильная установка анкерных болтов. Кабельные траншеи до начала электромонтажных работ должны быть закрыты временными настилами.

При выполнении такелажных работ все конструкции и оборудование массой более 50 кг необходимо поднимать при помощи грузоподъемных механизмов. Основную массу элементов подстанции монтируют при помощи автомобильного крана (разъединители, металлические шкафы КТП, шкафы КРУ, КРУН). Стропы к грузам крепят стропальщики, а управляет автокраном машинист, прошедший специальное обучение. Поднимать и перемещать опорные конструкции и электрооборудование разрешается только после принятия мер, предупреждающих опрокидывание конструкций. Для этого стропы следует крепить выше центра тяжести, применять оттяжки, расчалки и т.п.

При подъеме аппаратов запрещается крепить стропы к изоляторам, контактными деталям или отверстиям в лапах. Крепить следует только к раме (разъединитель, шкаф КТП и т. п.). Поднятое оборудование нужно немедленно закрепить на местах болтами, соответствующими проекту. Во избежание ранения рук перед установкой необходимо удалить заусенцы с болтов, шпилек, фланцев изоляторов. При выверке разъединителя, шкафа КТП не разрешается проверять совпадение отверстий руками. Все работы на активной части или внутри трансформатора можно выполнять только при условии, что активная часть надежно установлена внутри бака или снаружи. Запрещается просовывать голову или руки между фланцем и крышкой трансформатора. До начала монтажа трансформатора все обмотки должны быть закорочены, а после окончания монтажа заземлены.

Во избежание поражения работающих электрическим током временные проводки для освещения, ручного электроинструмента, сигнализации и т.п., а также

сварочные провода не должны касаться токоведущих частей монтируемой установки. Для местного освещения нужно применять ручные переносные лампы напряжением не выше 12 В.

При монтаже закрытых подстанций разъединители рубящего типа перемещают, поднимают и устанавливают лишь в положении «Включено». И, наоборот, выключатели выше 1000 В, автоматы, электромагнитные приводы, а также другие аппараты, снабженные возвратными пружинами или механизмами свободного расцепления, можно перемещать, поднимать и устанавливать только в положении «Отключено». Это вызвано тем, что при случайном отключении аппарата под действием возвратных пружин персонал может получить травмы.

Трёхполюсные разъединители внутренней установки должны поднимать не менее двух рабочих. Подъём на высоту более 2 м следует выполнять с применением блока или лебедки. При проверке и наладке цепей управления, защиты, измерений, контроля и т.п. с подачей напряжения необходимо пользоваться инструментом с изолированными ручками.

В целях создания безопасных условий труда на подстанциях заземляют нейтраль обмоток низшего напряжения силового трансформатора. В соответствии с ПТБ заземляют также все металлические корпуса, кожухи оборудования и аппаратуры (разъединитель, выключатель, щиты низкого напряжения и т. д.), которые вследствие нарушения изоляции могут оказаться под напряжением. Сопротивление заземляющего устройства (Ом) при протекании по нему расчетного тока замыкания на землю I_3 в любое время года должно быть не более $R \leq \frac{125}{I_3}$, а сопротивление за-

земляющего устройства на подстанциях с учетом использования естественных и повторных заземлений нулевого провода на ВЛ до 1000 В должно быть не более 4 Ом для электроустановок 380/220 В. В качестве заземляющего устройства в первую очередь используют естественные заземлители (проложенные в земле металлические трубопроводы, металлические конструкции, оболочки кабелей и т. п.).

Контур заземления (заземляющее устройство) обычно выполняют из нескольких заземлителей (количество зависит от удельного сопротивления грунта в месте сооружения подстанции и требуемого сопротивления заземляющего устройства), представляющих собой стальные стержни диаметром 10...12 мм, длиной до 5 м, вертикально погруженных в грунт и соединенных между собой круглой сталью диаметром 10 мм при помощи сварки. Вместо круглой стали можно изготовить вертикальные заземлители из угловой стали 40X40X4 мм длиной 2,5 м, а горизонтальные соединители из полосовой стали сечением 25X4 мм.

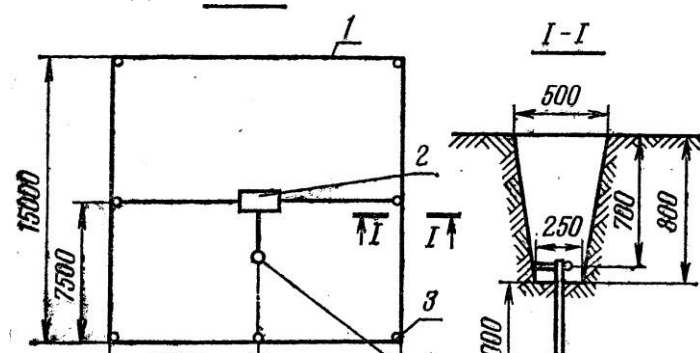


Рисунок 2.8 - Заземляющее устройство подстанции напряжением 10/0,4 кВ мощностью 250 кВ·А:

1 — горизонтальный заземлитель; 2 — подстанция; 3 — электрод заземления; 4 — концевая опора 10 кВ.

Вертикальные заземлители погружают так, чтобы верхний конец был на 70 см ниже уровня земли. Горизонтальный заземлитель прокладывают на уровне верхних концов вертикальных заземлителей. Все подземные соединения и присоединение заземляющих проводников к заземляемым конструк-

циям выполняют сваркой, а к корпусам аппаратов – сваркой или болтами. Каждый заземляемый элемент подстанции присоединяют к заземляющему контуру при помощи отдельного ответвления. Последовательно включать в заземляющий проводник несколько заземляемых частей установки запрещается. Пример заземляющего устройства для удельного сопротивления грунта $\rho=1 \cdot 10^2 \text{ Ом} \cdot \text{м}$ и $R \leq 4 \text{ Ом}$ приведен на рисунке 2.8.

Практическая часть

Различное оборудование трансформаторных подстанций включается в автоматическом режиме при помощи промежуточных реле, магнитных пускателей и контакторов.

В практической части лабораторной работы необходимо собрать и запустить в работу на стенде схему магнитного пуска электрооборудования (рисунок 2.9.).

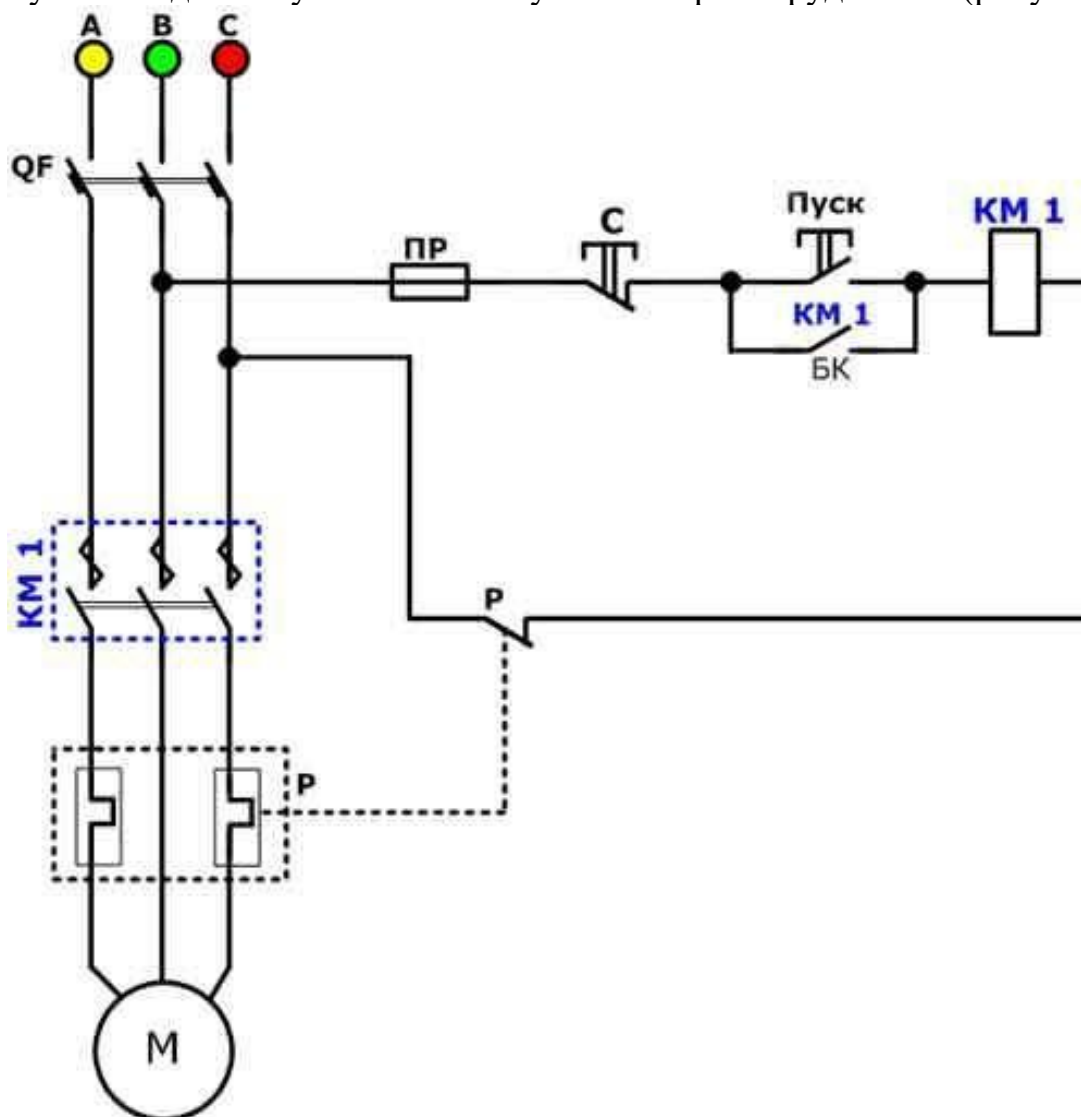


Рисунок 2.9 – Схема подключения магнитного пускателя с катушкой на 380 В.

Схема состоит:

из QF - автоматического выключателя; KM1 - магнитного пускателя; P - теплового реле; M - асинхронного двигателя (или другого потребителя); PP - предохранителя; кнопки управления (С-стоп, Пуск).

Рассмотрим работу схемы в динамике.

Включаем питание QF - автоматическим выключателем, нажимаем кнопку «Пуск» своим нормально разомкнутым контактом подает напряжение на катушку KM1 - магнитного пускателя. KM1 – магнитный пускатель срабатывает и своими нормально разомкнутыми, силовыми контактами подает напряжение на электроустановку. Для того чтобы не удерживать кнопку «Пуск», чтобы электроустановка работала, нужно ее зашунтировать, нормально разомкнутым блок контактом KM1 – магнитного пускателя.

При срабатывании пускателя блок контакт замыкается и можно отпустить кнопку «Пуск» ток побежит через блок контакт на KM1 - катушку.

Отключаем питание потребителя, нажимаем кнопку «С – стоп», нормально замкнутый контакт размыкается и прекращается подача напряжение к KM1 – катушке, сердечник пускателя под действием пружин возвращается в исходное положение, соответственно контакты возвращаются в нормальное состояние, отключая потребитель. При срабатывании теплового реле - «Р», размыкается нормально замкнутый контакт «Р», отключение происходит аналогично.

Составить отчет по следующей форме:

- название и цель работы;
- краткий конспект общих теоретических сведений;
- разработать проект производства работ по монтажу ТП;
- назвать последовательность технологических операций при строительстве КТП.
- по представленной принципиальной схеме КТП объяснить назначение основных элементов.
- назвать правила техники безопасности электромонтажных работ при строительстве КТП.
- порядок сдачи в эксплуатацию КТП.
- нарисовать и описать схему магнитного пускателя.
- собрать указанную схему на стенде.

Контрольные вопросы

1. Назначение и устройство КТП.
2. Каким образом и для чего проводится ревизия силового трансформатора?
3. Согласно представленной принципиальной схемы КТП перечислите оборудование и назовите назначение элементов.
4. Представьте порядок технологических операций по монтажу КТП согласно ППР.
5. Назначение, конструкция и монтаж заземляющего устройства КТП
6. Какие элементы КТП подлежат заземлению?
7. Порядок сдачи в эксплуатацию КТП.

8. Правила техники безопасности при монтаже КТП.
9. Для чего нужен магнитный пускатель?
10. Как работает магнитный пускатель?
11. Что такое «блок-контакт» и зачем он нужен?

Литература

1. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001.-М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
2. Правила безопасности при строительстве линии электропередачи и производстве электромонтажных работ. РД 153-34.3-03.285-2002.-М.:изд-во НЦ ЭНАС, 2002. - 104 с.
3. Правила устройства электроустановок: 6-е издание переработанное и дополненное, с изменениями. – М.: Главгосэнергонадзор России 1998 . – 608 с.
4. Практикум по технологии монтажа и ремонта электрооборудования: Учеб. пособие для вузов/ П. Д. Ирха. В. А. Буторин, В. Д. Девятков и др. Под ред. А.А. Пястолова. - М.: Агропромиздат, 1990 . - 160 с.: ил.
5. Пястолов А. А. и др. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования/А. А. Пястолов, А. А. Мешков, А. Л. Вахрамеев. - М.: Колос, 1981. - 335 с.: ил.– (Учебники и учеб, пособия для высш. с.-х. учеб, заведений).
6. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Технология электромонтажных работ.-М.: Высшая школа, 2002. - 301 с.
7. Соколов Б. А., Соколова Н. Б. Монтаж электрических установок. – 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991.- 592 с.: ил.
8. Справочник инженера-электрика сельскохозяйственного производства/ Учебное пособие.-М.: Информагротех, 1999. - 536 с.
9. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М: Энергоатомиздат, 1991.- 464 с.: ил.– (Электроустановки промышленных предприятий / Под общ. ред. Ю. Н. Тищенко и др.)

Лабораторная работа №3

Технология монтажа и ремонта электрических двигателей

Цель работы: Ознакомиться с устройством электродвигателей и технологией их монтажа. Освоить основные приемы монтажа электродвигателей.

Краткие теоретические сведения

Основные сведения об электродвигателях

Электродвигателем называется машина, в которой электрическая энергия преобразуется в механическую. Существует много типов электродвигателей, но наиболее широкое распространение во всех отраслях промышленности, строительстве и сельском хозяйстве получили асинхронные двигатели трехфазного тока.

Электродвигатели характеризуются указанными на его паспорте номинальными данными, к которым относятся: мощность, напряжение, ток статора, кратность пускового тока, коэффициент мощности ($\cos\varphi$), частота вращения ротора, номинальный вращающий момент.

Номинальной мощностью называют полезную механическую мощность на валу двигателя при номинальных значениях тока, напряжения и частоты.

$$P = 1,73 \cdot U \cdot I \cdot \eta \cdot \cos\varphi,$$

где U – междуфазное напряжение сети, В; I – ток, потребляемый электродвигателем, А; η и $\cos\varphi$ – кпд и коэффициент мощности.

Номинальным током называют ток, потребляемый двигателем при номинальных значениях нагрузки, частоты и напряжения.

Пусковым током называют ток, протекающий в период пуска двигателя.

Кратность пускового тока определяется как отношение тока, протекающего в момент пуска, к номинальному току.

Коэффициентом мощности цепи называется отношение активной мощности к полной мощности.

Коэффициент полезного действия—это отношение отдаваемой мощности электродвигателя к потребляемой.

Номинальным, вращающим моментом называют момент, развиваемый двигателем при номинальных мощности и частоте вращения.

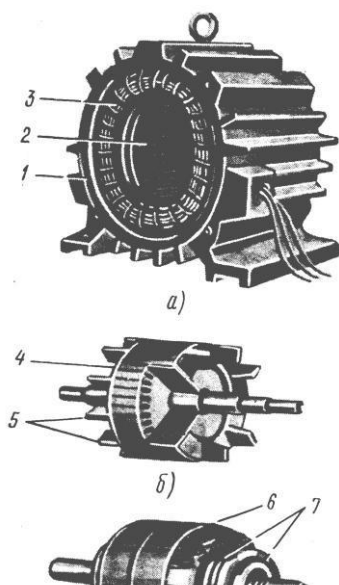


Рисунок 3.1 - Основные части асинхронного электродвигателя:

а — статор, б — короткозамкнутый ротор, в — ротор с фазной обмоткой; 1 — станина, 2 — сердечник, 3, 6 — обмотки, 4 — короткозамыкающее кольцо, 5 — лопасти вентилятора, 7 — контактные кольца

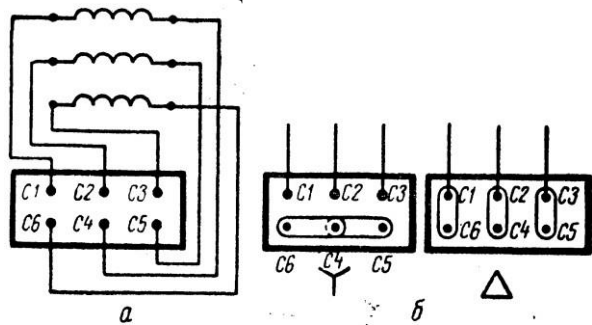


Рисунок 3.2 - Схема выводов обмотки статора: а — расположение выводов обмотки на щитке двигателя; б — соединение обмотки звездой и треугольником.

Асинхронный электродвигатель трехфазного переменного тока состоит из неподвижной части — статора, вращающейся части — ротора и двух подшипниковых щитов с подшипниками, в которых вращается вал ротора.

Статор (рисунок 3.1, а) состоит из станины 1 и сердечника 2 с обмоткой 3. Станина отливается из чугуна или стали, а сердечник набирается из тонких листов электротехнической стали толщиной 0,35 или 0,5 мм, которые до сборки покрывают с обеих сторон изоляционным лаком. Этим предотвращают образование больших вихревых токов в стали сердечника. Листы сердечника имеют выштампованные фигурные вырезы, которые в собранном пакете образуют пазы, куда укладывается статорная обмотка.

Обмотки статора могут быть однослойные или двухслойные, с полным или укороченным шагом.

Статорную обмотку асинхронного электродвигателя можно соединить звездой или треугольником. Это дает возможность одни и те же двигатели использовать при двух различных напряжениях сети (127/220 или 220/380 В). Так, при соединении обмотки звездой двигатель должен работать при напряжении на зажимах в $\sqrt{3}=1,73$ раза больше, чем при соединении в треугольник. Если двигатель рассчитан на работу в сети с напряжением 380 В, его статорную обмотку соединяют звездой, а при напряжении сети 220 В — треугольником. Для простоты упомянутых переключений зажимы обмоток статора на щитке двигателя располагают в определенном порядке (рисунок 3.2).

Ротор асинхронного электродвигателя состоит из стального вала и закрепленного на валу сердечника с обмотками. Роторы бывают короткозамкнутые и с контактными кольцами.

Пуск электродвигателя с короткозамкнутым ротором производится прямым включением статора на полное напряжение сети без каких-либо пускорегулирующих устройств, вследствие чего сопровождается возникновением больших пусковых токов.

Положительными качествами электродвигателя с короткозамкнутым ротором являются предельная простота их конструкции, эксплуатации и большая надежность в работе. Стоимость короткозамкнутого двигателя значительно ниже, чем двигателя с фазовым ротором, а эксплуатационные показатели – коэффициент мощности ($\cos\phi$) и коэффициент полезного действия – более высокие; при автоматическом управлении применяется более простая аппаратура. Отрицательными – резкое увеличение потребления тока (против номинального) при пуске.

Устройство асинхронных электродвигателей

Асинхронные двигатели по своему устройству разделяются на два типа, отличающихся один от другого лишь конструкцией ротора: двигатели с короткозамкнутым ротором и двигатели с фазовым ротором, которые называют также двигателями с контактными кольцами.

Устройство асинхронного двигателя с короткозамкнутым ротором показано на рисунке 3.3, все части двигателя закрыты (в подшипниковых щитах и станине отсутствуют окна для забора и выброса охлаждающего воздуха).

Имеющиеся на замыкающих кольцах ротора вентиляционные лопасти 5 служат для создания циркуляции нагретого воздуха внутри двигателя через его каналы

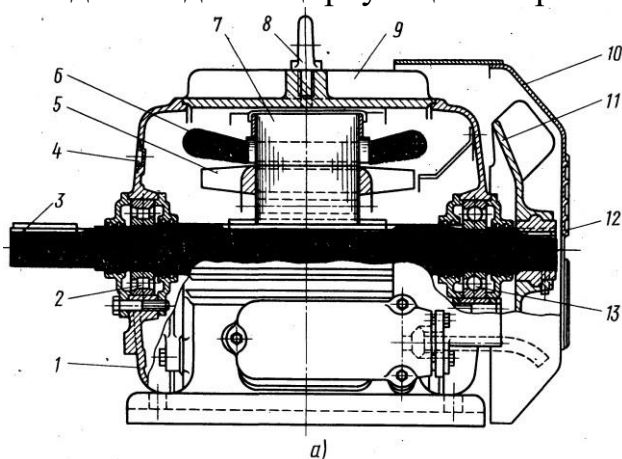


Рисунок 3.3 - Асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором.

1 — подшипниковый щит, 2, 13 — подшипники, 3 — вал, 4 — окно для проверки щупом зазора между сталью статора и ротора, 5 — вентиляционная лопасть на роторе, 6 — обмотка статора, 7 — сердечник статора, 8 — подъемное кольцо (рым), 9 — ребро станины, 10 — защитный кожух, 11 — вентилятор, 12 — отверстия для засасывания воздуха вентилятором

в роторе и в станине и обеспечивают почти равномерный нагрев всех частей двигателя. Выделяемое тепло отводится к стенкам станины, имеющим продольные ребра 9. Наружные поверхности ребер обдуваются холодным воздухом, подаваемым вентилятором 11, отлитым из алюминия. Холодный воздух засасывается вентилятором через отверстия 12, имеющиеся в защитном кожухе 10, выполненном из листовой стали. В подшипниковом щите двигателя сделано окно 4 для проверки щупом зазора между сталью сердечника статора 7 и ротора. При резких изменениях температуры внутри закрытого двигателя может конденсироваться влага. Для стока влаги в нижней части корпуса имеется небольшое отверстие.

Виды конструктивного исполнения электродвигателей

По способу защиты от воздействия внешней среды различают следующие формы исполнения асинхронных электродвигателей:

открытые — вращающиеся и токоподводящие части не защищены от случайного прикосновения и попадания в них посторонних предметов. Имеют относительно небольшое распространение;

защищенные – предназначены для установки в закрытом помещении. Вращающиеся и токоведущие части защищены от случайного прикосновения и попадания на них посторонних предметов;

закрытые – внутренние части изолированы от внешней среды. Эти машины применяются в пыльных помещениях и на открытом воздухе. В машинах закрытого исполнения ухудшаются условия их охлаждения, поэтому такие машины часто выполняются обдуваемыми;

взрывобезопасные – совершенно закрытые, с внешним обдувом по поверхности, способны противостоять взрыву газов внутри электродвигателя и не дают возможности выйти пламени в наружную среду за пределы электродвигателя;

герметические – для работы под водой.

По способу охлаждения двигатели бывают: с естественным охлаждением; с самовентиляцией; наружной самовентиляцией, с охлаждающим кожухом или с посторонним охлаждением.

Двигатели открытого и закрытого типов с естественным охлаждением не имеют никаких специальных приспособлений для охлаждения. В двигателях с самовентиляцией активные части охлаждаются вентилятором, составляющим с вращающейся частью машины одно целое. В двигателях с наружной самовентиляцией или с охлаждающим кожухом внутренние части закрыты для доступа воздуха. Кожух двигателя обдувается сильным потоком воздуха, прогоняемого вентилятором, который насажен на вал двигателя и скрыт вторым кожухом облегченного типа. В двигателях с посторонним охлаждением воздух засасывается и отводится вентилятором, насаженным на вал ротора.

Транспортирование, ревизия и сушка электродвигателей

Транспортирование электродвигателей включает в себя работы по их погрузке, выгрузке, подъему, опусканию и горизонтальному перемещению. Эти работы называют такелажными.

Для подъема и перемещения электродвигателей массой более 80 кг применяют стропы и различные механизмы. Наиболее удобна переносная рычажная лебедка.

Горизонтальное и наклонное перемещение крупных электродвигателей осуществляется лебедкой с ручным или электрическим приводом. Лебедка должна быть установлена так, чтобы ведущий конец троса подходит к барабану снизу. Диаметр троса подбирают в зависимости от массы электродвигателя с учетом нагрузки, допустимой для данной лебедки. Применение троса, выбранного «на глазок», недопустимо, так как может произойти обрыв его и вследствие этого поломка электродвигателя или несчастный случай. Поэтому при подготовке к транспортным работам необходимо путем несложного расчета предварительно убедиться, что выбранный для этой цели трос способен выдержать усилия, которые в нем будут создаваться в момент транспортирования оборудования.

Транспортирование электродвигателей должно производиться только исправными механизмами и испытанными тросами, стропами и талями, а также с соблюдением соответствующих требований охраны труда.

При транспортировании электродвигателя на место монтажа надо соблюдать осторожность, чтобы не повредить отдельные его части. При погрузке машин пользуются обычно деревянными лежнями из досок или тонких бревен.

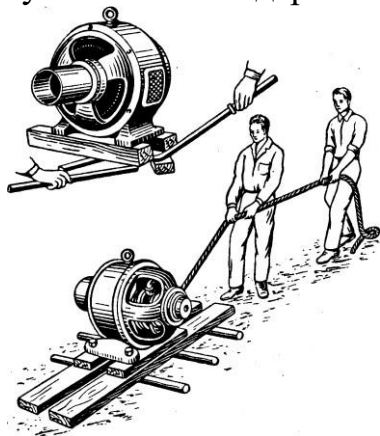


Рисунок 3.4 - Способы перемещения электродвигателя.

По полу машину передвигают при помощи деревянных катков или катков из газовых труб (рисунок 3.4), подложенных под деревянные полозья, к которым должна быть прикреплена транспортируемая машина. Так как сразу под полозья катки поставить трудно, то сначала под них подкладывают деревянный клин и, постепенно подвигая лом дальше, приподнимают полозья на высоту катков. На место монтажа машину можно поднимать по наклонной плоскости или краном, или талями, одной или двумя (рисунок 3.5).

Если двигатель поднимают одной талью, то ее подвешивают сбоку от фундамента, машину поднимают на нужную высоту и вручную подтягивают на фундамент.

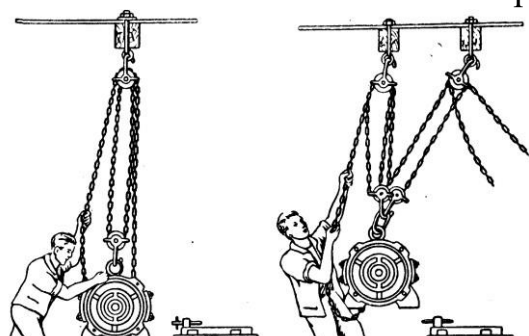


Рисунок 3.5 - Подъем и установка машин на фундамент: а — при помощи одной тали; б — при помощи двух талей.

При подъеме двигателя двумя талями машину сначала поднимают одной талью до необходимой высоты и затем другой талью подводят к фундаменту.

Во всех случаях двигатель должен крепиться надежно (за подъемные кольца, рым-болты). При перемещении груза надо следить, чтобы под грузом никто не находился.

При транспортировке электродвигателей пользуются ограниченным количеством команд, подаваемых голосом. Команду подъема подают словом «вира», опускания — «майна», прекращения движения — «стоп». Для ограни-

чения выполняемой команды ее дополняют словом «чуть», например «чуть вира». Если вследствие большого шума исполнители (машинист лебедки, крановщик и др.) не могут четко различать команды, подаваемые голосом, то подают рукой условные сигналы.

Доставленные в собранном виде на объект монтажа электродвигатели обычно не нуждаются в особой проверке, так как их выпускают с завода только после тщательного контроля и в состоянии, полностью пригодном к установке. Однако при несоблюдении требований транспортировки и хранения в электродвигателях могут возникнуть различные повреждения, например увлажнение и загрязнение обмоток, повреждение изоляции лобовых частей обмоток электродвигателей открытого исполнения, повреждение подшипников. В таких случаях производится ревизия электродвигателя с выемкой или без выемки ротора. Разбирать электродвигатель следу-

ет только в тех случаях, когда исправить повреждение невозможно без разборки и когда имеющееся повреждение устранимо в монтажных условиях.

При ревизии производится тщательный осмотр всех частей и деталей двигателя. Принимая двигатели от заказчика, обращают внимание на то, чтобы ротор вращался свободно и плавно. Двигатели малой и средней мощности должны легко вращаться от руки, двигатели мощностью свыше 10 кВт вращают при помощи рычага. Во время внешнего осмотра выявляют комплектность деталей двигателя, сохранность клеммника, крышек, крепежных болтов и гаек. При необходимости выполняют ревизию двигателя, очищают его от пыли и грязи, заменяют смазку в подшипниках, затягивают клеммные соединения, проверяют сохранность изоляции и креплений лобовых частей обмоток; состояние изоляции обмоток, определяемое при помощи мегаомметра. В случае снижения сопротивления изоляции ниже 0,5 МОм обмотку двигателя сушат. Существует много способов сушки обмоток электродвигателей. Выбор способа сушки зависит от мощности и конструкции электродвигателя. Так, при мощности электродвигателя до 15 кВт применяют обогрев лампами инфракрасного излучения светового потока или обычными лампами накаливания мощностью до 500 Вт; при мощности выше 15 до 40 кВт – обогрев горячим воздухом от тепловоздуховки или теплом, выделяемым при прохождении тока по обмотке; при мощности выше 40 до 100 кВт – нагрев токами индукционных потерь (вихревыми токами) в активной стали статора.

Результаты сушки заносят в протокол, в котором указывают паспортные данные электродвигателя, место его установки, примененный метод, схемы и параметры (ток, напряжением, продолжительность) сушки, а также сведения о произведенных замерах сопротивления изоляции и температурах нагрева.

После устранения выявленных дефектов и сушки обмотки приступают к сборке электродвигателя.

Сборка и установка электродвигателей

Последовательность и приемы сборки электродвигателя аналогичны тем, которые применялись во время его разборки, но выполняемые в обратном порядке. При установке подшипниковых щитов допускаются удары по их периметру молотком с применением деревянной или свинцовой надставки или прокладки, чтобы щиты были посажены на заточки плотно и без перекосов.

При сборке электродвигателя после крепления подшипниковых щитов проверяют легкость вращения ротора и отсутствие задеваний вращающимися частями электродвигателя (ротором, вентилятором) его неподвижных частей. Тугое вращение ротора указывает на наличие перекоса подшипников или подшипниковых щитов; трение между подвижными и неподвижными частями электродвигателя свидетельствует о нарушении зазоров между ними и, в первую очередь, между ротором и статором.

Зазоры (воздушный промежуток) между ротором и статором измеряют при помощи щупов в четырех точках; они должны быть одинаковыми в точках замеров и могут отличаться не более чем на 10 %. Для измерения щуп вводят в воздушный промежуток между ротором и статором с обоих торцов электродвигателя. Из-

мерения повторяют 2–3 раза, поворачивая ротор после каждого измерения на 90 или 180°. Зазор между ротором и статором очень мал. Соблюдение заводских размеров воздушных зазоров крайне важно, так как при изменении зазора нарушается нормальная работа электродвигателя, а при недопустимом уменьшении его создается опасность пожара активной стали, вследствие задевания стали статора вращающимся ротором.

Монтаж электродвигателей

Электродвигатели, служащие для привода рабочих машин, могут быть установлены как на отдельных фундаментах, так и на полах, стенах, колоннах, потолках, а также на самих рабочих машинах (на специально предусмотренных площадках). Большое количество сельскохозяйственных машин и металлорежущих станков часто поступает в эксплуатацию уже с установленными электродвигателями. На полах электродвигатели монтируют на фундаментах, массивных деревянных брусках (лежнях) и стальных балках. При монтаже на стенах и колоннах применяют кронштейны, на потолках – платформы или площадки, прикрепляемые к потолкам или потолкам и стенам одновременно. Иногда двигатели монтируют на вспомогательных опорах между колоннами и стенами.

Способы установки электродвигателей зависят от его веса и размеров, а также от способа соединения его с рабочей машиной.

При ременных передачах двигатель, как правило, устанавливают на салазках. При соединении двигателя с рабочей машиной при помощи муфт, зубчатой или червячной передачи и т. д. его крепят на фундаментной плите, раме или установочной площадке без салазок.

Установка двигателей на фундаментах

Фундаменты выполняются в соответствии с требованиями глав СНиП «Основания и фундаменты» и «Электротехнические устройства». Они должны соответствовать строительным и установочным чертежам, иметь горизонтальную поверхность без выступающей арматуры, трещин и раковин. Качество железобетона определяется по результатам испытаний строительной лабораторией. Допускается следующее отклонение строительных размеров, мм, не более:

основных размеров в плане.....	30
высотных отметок поверхности (без учета высоты подливки)	30
размеров уступов в плане.....	20
размеров колодцев.....	20
отметок уступов в выемках и колодцах	20
осей анкерных болтов в плане – 5	
осей закладных анкерных устройств в плане – 10	
отметок верхних торцов анкерных болтов – 20	

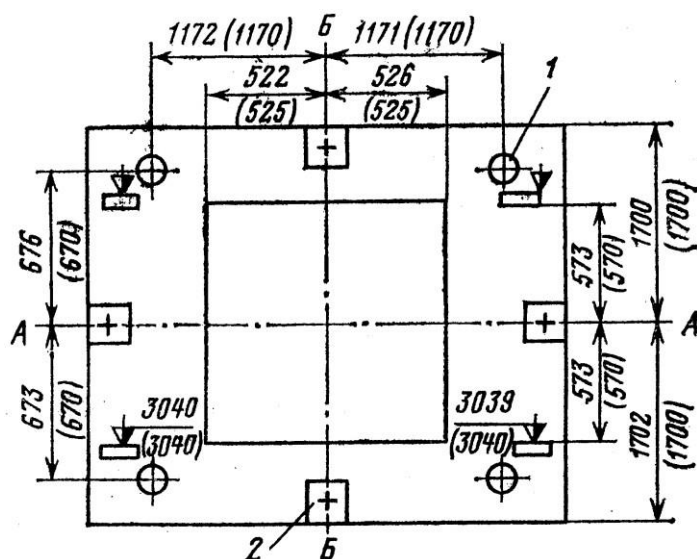


Рисунок 3.6 - Исполнительная схема съемки фундамента приводного двигателя

АА и ББ — главные оси двигателя; фактические размеры и отметки приведены без скобок, проектные размеры и отметки — в скобках; 1—колодец фундаментный; 2 — места отметки осей двигателя

ляющими конструкцию и размеры фундамента электрической машины, являются вес фундамента (выбираемый в соответствии с весом машины), его материал и характер грунта. Вес фундамента электрической машины для предотвращения его вибрации принимают равным 5–10-кратному весу машины. Фундамент должен закладываться непосредственно на грунте (материке).

Фундамент ни в коем случае нельзя связывать или располагать впритык с фундаментами соседних машин или с близлежащими стенами если двигатель соединяется с рабочей машиной непосредственно, т.е. при помощи эластичной муфты и без общей фундаментной плиты, то для обеих машин должен быть сооружен общий фундамент. В противном случае может произойти авария.

При возведении фундаментов в холодное время года необходимо, места сооружения фундамента утеплять так, чтобы смешанный бетон, готовый к набивке, а также еще не затвердевший фундамент не подвергались действию температуры ниже 0° .

Кроме того, нужно всегда помнить, что минеральное масло разрушает бетон, поэтому оно не должно попадать на фундамент.

Заливка фундаментных болтов, которыми крепятся салазки или плиты к фундаменту, должна быть прочной. Болты нужно заливать жидким цементным раствором (одна часть портланд-цемента на одну часть промытого песка по объему) только после тщательной выверки машины. Затягивают болты через 5–15 суток после заливки. Время выдержки фундамента (от сооружения фундамента до ввода машины в эксплуатацию) должно быть для кирпичной кладки 5–7 суток, для бутовой кладки и бетона — 10–15 суток.

Высоту готового фундамента проверяют по заданным высотным реперам при помощи нивелира или гидростатического уровня. Особенно тщательно проверяют высоту фундаментов приводных двигателей. По данным замеров составляют схему исполнительной съемки фундамента (рисунок 3.6).

По этой съемке выбирают высоту установочных приспособлений. Горизонтальность верхней плоскости фундаментов проверяют уровнем или нивелиром, а основные размеры — рулеткой.

Кроме высотных отметок проверяют форму и глубину колодцев под фундаментные болты, а также точное положение их осей.

Исходными данными, опреде-

Для окончательной отделки фундамента следует покрыть его цементным раствором (одна часть цемента на одну часть песка) слоем 5–10 мм, затем посыпать просеянным цементным порошком и пригладить гладилками.

Перед заливкой верхняя поверхность фундамента должна быть насечена зубилом, очищена от мусора, пыли и полита водой.

Для кирпичных фундаментов в качестве раствора принимают смесь из цемента и чистого песка в соотношении 1:3. Для бетонных фундаментов принимают смесь из одной части портланд-цемента, трех частей чистого речного песка и пяти частей мытого гравия или кирпичного щебня. Отдельные кусочки гравия или щебня должны быть не менее 40–50 мм.

При выборе размеров фундамента A и B (рисунок 3.7) необходимо, чтобы, во-первых, статические (вес фундамента и машины) и динамические нагрузки на грунт не были предельно допустимыми и, во-вторых, чтобы глубина залегания фундамента в земле (размер H) была не слишком большой. Фундаменты можно сооружать на грунтах, плотность которых не ниже песчаного.

Размеры a и b – расстояния между центровыми отверстиями в плите или лапах устанавливаемого электродвигателя. Высота фундамента над полом должна быть не менее 150 мм, чтобы машина была защищена от воды, например при мытье пола. Размеры фундамента в плане принимают также в соответствии с размерами между отверстиями под фундаментные болты салазок двигателя и, кроме того, в зависимости от габарита машины (плиты или салазок) с припуском 50–250 мм на сторону.

Полная высота фундамента зависит от качества грунта и от глубины промерзания грунта. Кроме того, основание фундамента должно лежать не на насыпном грунте, а непосредственно на материковом грунте. Обычно глубина закладки фундамента бывает от 0,5 до 1,5 м.

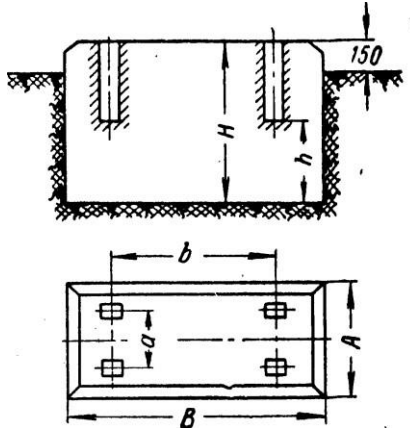


Рисунок 3.7- Размеры фундамента

Высота фундамента под выемками для фундаментных болтов h должна быть не менее 400 – 600 мм (рисунок 3.7).

Для установки электродвигателей на фундаментах применяются салазки, фундаментные плиты, рамы и болты.

При выравнивании салазок, фундаментных плит и рам на фундаменте применяют металлические подкладки. При монтаже электродвигателей для основных подкладок используют стальные полосы толщиной от 10 мм и более и шириной 50–100 мм чугунные плитки толщиной 60 мм и более и шириной около 100 мм.

Для окончательной выверки фундаментной рамы в горизонтальной плоскости применяют полосы листовой стали толщиной 0,5–5 мм.

По всему периметру рамы подкладки устанавливают на расстоянии не более 400 мм одна от другой, а у фундаментных болтов – симметрично с обеих сторон. Строганные плоскости салазок, фундаментных плит и рам необходимо выверять по уровню.

При ременной передаче электродвигатель устанавливают на салазках. В этом случае натяжение ремня (по мере того как он вытягивается, особенно в первое время работы) регулируют двумя винтами, ввинченными в специальные приливы салазок. Например, если на шкивы двигателя 4 и рабочей машины 3 надеть ремень 5, то при нажиме винтом 1 и одновременном ослаблении винта 2 (рисунок 3.8) двигатель будет передвигаться в направлении, указанном стрелкой, и натяжение ремня при этом будет увеличиваться.

Натяжные винты должны быть расположены обязательно по диагонали лап электродвигателя, иначе при регулировании двигатель будет перекашиваться. Нажимными винтами можно точно установить параллельность осей вала двигателя и вала, рабочей машины.

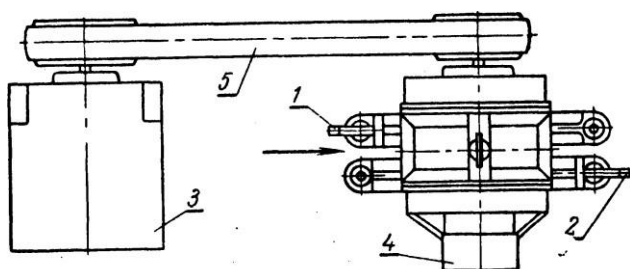


Рисунок 3.8 - Расположение двигателя и рабочей машины:
1, 2—винты салазок; 3—рабочая машина; 4—двигатель; 5—ремень.

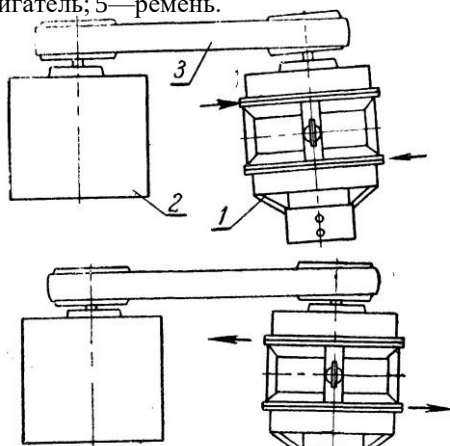
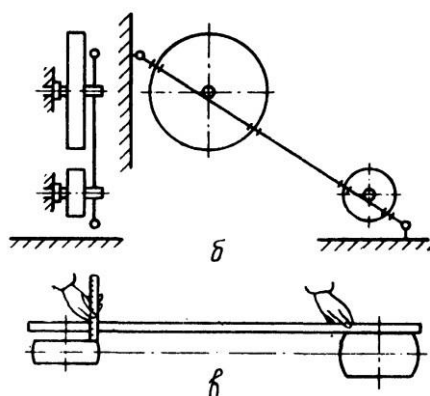
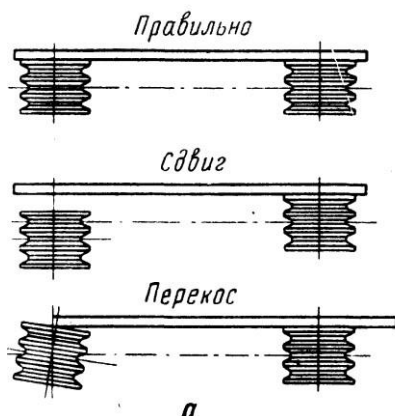


Рисунок 3.9 - Неправильное расположение электродвигателей и рабочих машин:
1—двигатель; 2—рабочая машина;
3—ремень.

При правильно установленных машинах ремень во время работы будет идти по серединам шкивов, а при неправильно установленных будет сбегать на край шкива. При клиноременной передаче могут возникнуть опасные вибрации.

На рисунке 3.9 показано неправильное положение двигателя 1 и рабочей машины 2, причем стрелки указывают, в какую сторону надо сдвигать винтами двигатель, чтобы перевести ремень 3 на середину. При этом может оказаться, что после установки двигателя в правильное положение необходимо будет подтянуть или ослабить ремень. Электродвигатели на салазках следует устанавливать так, чтобы валы двигателя и рабочей машины были расположены горизонтально и параллельно друг другу, а середины шкивов лежали на одной прямой.

После того как салазки ориентировочно устанавливают в рабочее положение (рисунок 8), проверяют (при помощи шнура или линейки), лежат ли середины шкивов на одной прямой.



При одинаковой ширине шкивов шнур крепят в точке, удаленной от одного из шкивов и расположенной в плоскости торца этого шкива. Если шкивы лежат на одной прямой, то натянутый шнур должен коснуться одновременно обоих шкивов в четырех точках (рисунок 3.10, а, б).

При разной

Рисунок 3.10 - Выверка электродвигателей и рабочих машин: а — при одинаковой ширине шкивов при помощи выверочной линейки; б — то же при помощи шнура; в — при разной ширине шкивов при помощи линейки.

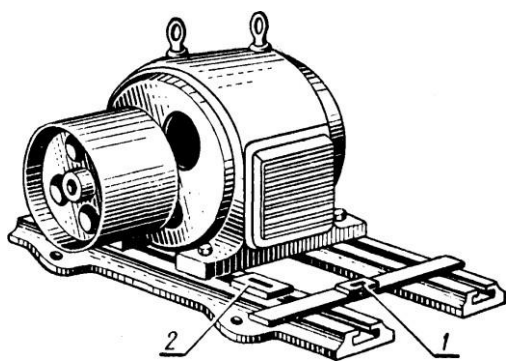


Рисунок 3.11 - Выверка машины на фундаменте: 1 и 2 — уровни.

ширине шкивов двигателя и рабочей машины (рисунок 10, в) шнур или линейку располагают в плоскости торца широкого шкива, а второй шкив таким образом, чтобы расстояние от него до шнура или линейки было равно половине разности ширины шкивов (проверяют также при помощи планки соответствующих размеров).

При проверке горизонтальности вала электродвигателя стальную линейку кладут на салазки, а на линейку ставят уровень 1, как это показано на рисунке 3.11, или же уровень кладут прямо на салазки. Подбивая под салазки железные клинья, добиваются горизонтального расположения салазок (в одном направлении). После того другой уровень 2 располагают перпендикулярно первому вдоль салазок и таким образом выверяют горизонтальное расположение салазок в другом направлении. Еще точнее горизонтальность можно проверить, если уровень расположить на конце вала, но для этого надо снимать шкив. После выверки машины фундаментные болты заливают раствором цемента; раствор состоит из равных частей 1:1, т. е. одна часть цемента и одна часть песка.

Для сокращения сроков монтажа и трудозатрат на монтаж электрических машин при сооружении фундаментов целесообразно устанавливать закладные детали в местах, где при монтаже будут расположены установочные приспособления (подкладки, клинья, клиновые домкраты). В качестве закладных деталей могут быть использованы стальные пластины толщиной 8–10 мм или строганные деревянные бруски толщиной 25–30 мм. Длина и ширина закладных деталей должна быть на 20–30 мм больше установочных приспособлений. Закладные детали укладывают на фундамент после окончания работ по бетонированию, но до начала схватывания бетона, придают им строго горизонтальное положение и нивелируют на одинаковую высотную отметку. После затвердения бетона деревянные бруски удаляют и под ними оказываются подготовленные места для размещения установочных приспособлений. Стальные пластины удалять не следует в дальнейшем на них необходимо разместить установочные приспособления.

Установка электродвигателей на стенах, колоннах, полах и потолках

Непосредственно на деревянном или бетонном полу могут крепиться только электродвигатели малой мощности.

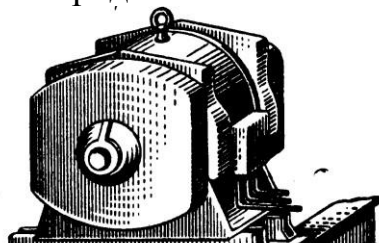


Рисунок 3.12 - Установка двигателя на стальной конструкции.

На асфальтовых полах электродвигатели устанавливать не разрешается. К деревянному полу двигатель крепят глухарями или сквозными болтами с гайками, к бетонному — анкерными болтами. В качестве опор на бетон-

ных полах применяют стальные балки (рисунок 12). Двигатель к лежням крепят глухарями или сквозными болтами.

Стальные балки к деревянному полу монтируют при помощи сквозных болтов или глухарями, а к бетонному – анкерными болтами. Если применяют салазки, то их закрепляют на полах и балках такими же способами, как и двигатели.

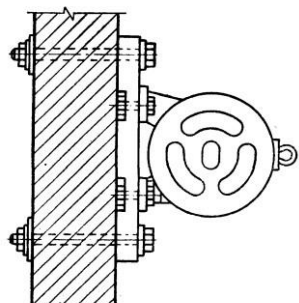


Рисунок 3.13 - Крепление двигателя непосредственно к бетонной стене

Чтобы прикрепить двигатель к дощатой стене, необходимо предварительно установить стояки. Если стена бревенчатая, то двигатель можно крепить в любом месте стены, но в некотором удалении от оконных проемов и дверей. При этом двигатели весом до 60 кг можно крепить глухарями, а от 60 и до 120 кг – сквозными болтами с подкладкой шайб на противоположной стороне стены. В тех случаях, когда прочность стены не обеспечивает надежное крепление двигателя данного веса, необходимо под двигатель подложить вертикально доски.

К бетонной, железобетонной или кирпичной стене двигатель весом до 60 кг крепят анкерными болтами, а весом от 60 до 200 кг – сквозными болтами с широкими шайбами с противоположной стороны стены (рисунок 3.13). Чтобы уменьшить передачу вибрации от двигателя на стены, следует между двигателем и стеной устанавливать прокладки из дерева или других материалов. Указанные рекомендации по креплению двигателей могут быть приняты лишь в том случае, если при ременной передаче направление движения ремня составляет с вертикалью угол не более 30° . Если угол больше 30° , необходимо улучшить надежность его крепления.

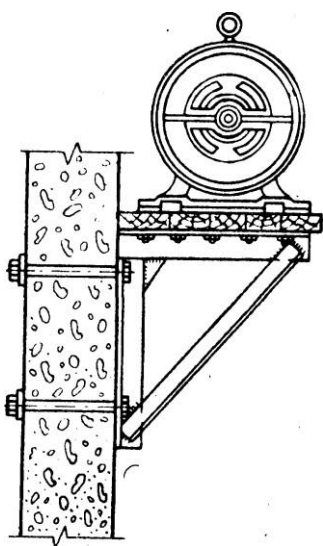


Рисунок 3.14 - Установка двигателя на стенных кронштейнах

При установке двигателя на потолках применяют деревянные или металлические вспомогательные балочки. При расчете крепления двигателя на потолке необходимо учитывать нагрузку, отрывающую двигатель от потолка и равную весу двигателя плюс слагающая натяжения ремня. Угол между направлением ремня и плоскостью потолка не должен составлять более 45° , если вес машины не превышает 60 кг, и не более 10° , если вес машины находится в пределах 60–120 кг. В тех случаях, когда при установке двигателя на стене или потолке поворот его на 90° или 180° нежелателен, то вместо непосредственного крепления двигатель устанавливают на стенных кронштейнах (рисунок 3.14) или на специальных платформах, подвешенных к потолку. Чтобы уменьшить вибрацию, передаваемую на стену, и ослабить шум, возникающий при работе электродвигателя, на кронштейны кладут деревянную или асбоцементную прокладку.

Платформы, служащие для крепления электродвигателя к потолку, изготовляют из уголков, швеллерных и двутавровых балочек. Двигатель устанавливают на деревянном основании. Крепят платформы к потолку теми же способами, что и двигатели.

Соединение и центровка электрических машин с механизмами

Центровка валов сводится к тому, что соответствующей установкой фундаментных плит и подшипников агрегата добиваются, во-первых, параллельности торцов, соединяемых полумуфт и, во-вторых, совпадения центров вращения этих полумуфт.

В практике электромонтажного производства применяют следующие способы центровки валов: при помощи одной пары радиально-осевых скоб по полумуфтам; или шин с одноопорным валом; способом обхода одной точкой; по струне; при помощи двух пар радиально-осевых скоб. При монтаже наиболее широко применяется центровка валов при помощи одной пары радиальноосевых скоб. При всех способах центровки приспособления для центровки должны быть жесткими.

Предварительную проверку совпадений линии валов производят при помощи щупа и линейки. Линейку накладывают на обод одной полумуфты и щупом измеряют радиальный и осевой зазоры. Такой замер производят в четырех местах по концам двух взаимно перпендикулярных диаметров полумуфты по предварительно нанесенным рискам. При правильном взаимном расположении валов радиальные зазоры при одинаковых диаметрах полумуфт должны равняться нулю, а осевые зазоры должны быть равны между собой и отличаться не более чем на 0,01 мм на каждые 100 мм диаметра вала.

Центровка валов при помощи одной пары радиально-осевых скоб.

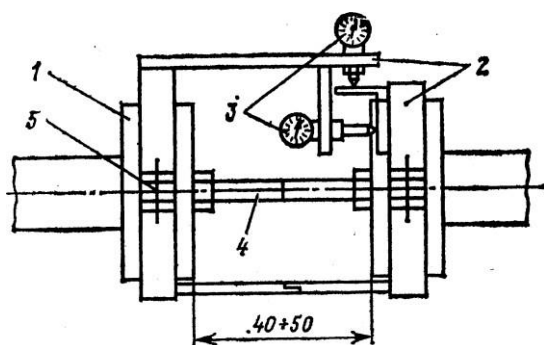


Рисунок 3.15 - Установка пары радиально-осевых скоб для центровки валов:

1 — полумуфта; 2 — скоба; 3 — индикатор часового типа; 4 — болт; 5 — болтовое крепление

ных зазоров применяют скобу прикрепляют к полумуфте 5 при вставляют индикатор 3. Несоосности измеряют индикатором, а в торцами полумуфт. Измерения обоих валов 4 роторов в четырех (270°). При каждом положении и четыре осевых зазора.

Центровка по струне.

Центровку вала двигателя с валом приводного механизма, соединенных между собой промежуточным валом без собственных подшипников, производят по струне (рисунок 3.17). Для этого на полумуфтах двигателя и приводного механизма устанавливают два стальных угольника, внешние с которых простроганы под углом 90°.

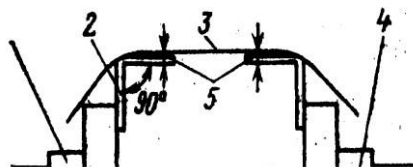


Рисунок 3.17 - Центровка валов по струне:

1 — вал двигателя; 2 — угольник; 3 — визирная струна; 4 — вал редуктора клетки; 5 — места замера зазора

Угольники крепят одной стороной к торцевым плоскостям полумуфты, а по другим натягивают визирную струну из стальной проволоки диаметров 0,3–0,5 мм.

Между струной и угольниками замеряют угловое и боковое смещения. При поворотах валов струну следует снимать.

Центровка способом обхода одной точкой. Когда один вал не может поворачиваться при центровке, зазоры между валами измеряют при вращении одного вала (рисунок 3.18).

Скобы для центровки изготавливают из стали любой марки. Их устанавливают на полумуфты так, чтобы можно было одновременно измерять радиальные и осевые зазоры при различных положениях вала (рисунок 3.15).

Центровка валов по полумуфтам.

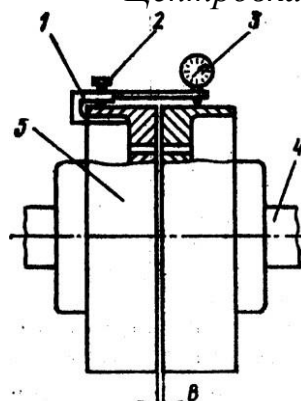


Рисунок 3.16 - Центровка валов по полумуфтам при помощи одной скобы

При этом способе центровки для измерения радиальной (рисунок 3.16), которую помощи болта 2. В скобуность в радиальном направлении — шупом между производят при установке положениях (0, 90, 180 и измеряют один радиальный

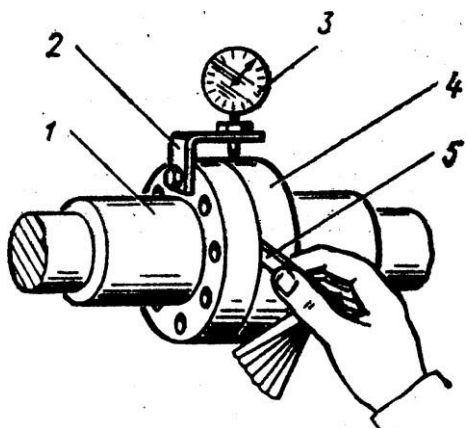


Рисунок 3.18 - Центровка валов методом обхода одной точкой:

1 — полумуфта двигателя; 2—центровочная скоба; 3 — индикатор; 4 — полумуфта приводного механизма; 5 — щуп.

Для этого на полумуфте вращающего вала крепят центрующую скобу. Центровку ведут обходом другой полумуфты одной точкой. Боковое смещение измеряют индикатором на ободу другой полумуфты. Угловое смещение измеряют щупом между торцами полумуфт. Валы при этом должны быть заперты упорами.

Подливка фундаментных плит электрических машин бетонной смесью

Не позднее чем через 2 суток после центровки и оформления соответствующей документации электрическую машину подливают, т.е. зазор между фундаментной плитой и фундаментом заполняют бетонной смесью, иногда фундаментную плиту заливают полностью до верхней плоскости. Перед этим поверхность фундамента очищают, продувают и увлажняют. Толщина слоя подливки должна быть 50–100 мм. При наличии на фундаментной плите ребер жесткости зазор принимают от их нижней отметки. Подливку производят вибрационным способом при температуре окружающего воздуха 5–20°C, при более низких температурах бетон подливки подогревают электроподогревом или пропариванием. Подачу смеси производят без перерыва с одной стороны фундаментной плиты до ее выхода с противоположной. Уровень смеси со стороны подачи должен превышать уровень подливаемой поверхности не менее чем на 100 мм. Предварительно, для удаления избыточного воздуха, перед подачей в подливаемую плоскость бетонную смесь следует провибрировать.

Непрерывное вибрирование смеси при подливке производят вибраторами с гибким валом. Вибрирование бетонной смеси прекращают после выхода ее с противоположной стороны и заполнения всего пространства, ограниченного опалубкой.

Для контроля качества бетона подливки и скорости его твердения из той же бетонной смеси изготавливают двенадцать образцов размером 100X100X100 мм. Девять образцов оставляют вблизи электрической машины для определения фактической прочности бетона на 4, 7, 14-е сутки твердения, а три образца отправляют в строительную лабораторию для определения марочной прочности бетона. Осадка стандартного конуса бетонной смеси и раствора должна быть не более 3 см.

Устройство заземления электродвигателей

Для обеспечения безопасности в электроустановках напряжением до 1000 В и выше должны быть заземлены металлические части электроустановок, которые нормально не находятся под напряжением, но могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции.

К частям, подлежащим заземлению, относятся корпуса электрических машин, трансформаторов, аппаратов, корпуса пусковых и защитных аппаратов, каркасы распределительных устройств и щитов, корпуса кабельных муфт, стальные защитные трубы электропроводок и металлические оболочки силовых кабелей.

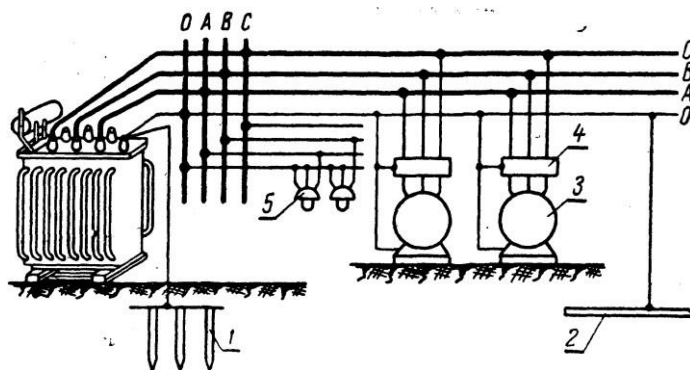


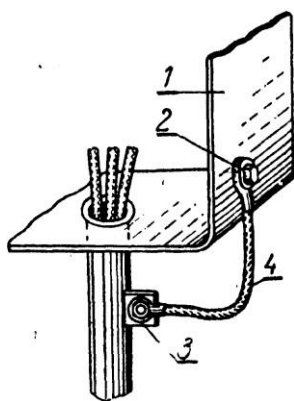
Рисунок 3.19 - Схема заземления электроустановки напряжением 380/220 В в сети с заземленной нейтралью: 1- контур заземления; 2—повторное заземление (использована труба водопровода); 3—электродвигатель; 4— пусковое устройство; 5—светильник.

В сельских электрических сетях и электроустановках напряжением 380/220 В обязательно применение нулевого провода, связанного с заземленной нейтралью трансформатора или генератора, питающего сеть, а также с повторным заземлением 2 (рисунок 3.19). Все части, подлежащие заземлению, присоединяют к нулевому проводу. Нулевой провод не должен защищаться предохранителями и не должен разрываться выключателями, рубильниками, пускателями и т.п., кроме слу-

чаев, когда он не используется для заземления.

В мастерских и других производственных объектах с большим количеством установленного электрооборудования (вместо использования нулевого провода сети) рекомендуется прокладывать по внутренним стенам магистральную линию заземления, выполняемую полосовой (сечением не менее 3X8 мм) или круглой (диаметр не менее 5 мм) сталью, соединенную с нулевым проводом при вводе его в помещение.

Согласно нормам, сопротивление заземляющего устройства нейтрали генераторов и трансформаторов должно быть не более 4 Ом. Сопротивление до 10 Ом допускается только для генераторов и трансформаторов, мощность которых не превышает 100 кВА. Каждое повторное заземление должно иметь величину сопротивления не более 10 Ом. Более высокое сопротивление (до 30 Ом) возможно лишь при мощности генератора или трансформатора до 100 кВА и при числе повторных заземлений не меньше трех.



Каждый из элементов электроустановки, подлежащих заземлению, должен быть присоединен к заземляющей магистрали при помощи отдельного ответвления. Последовательное соединение элементов не допускается. Присоединение корпусов аппаратов, машин и т. д. к заземляющему устройству должно производиться надежными болтовыми соединениями или сваркой (рисунок 3.20).

Сечение заземляющих проводников должно быть не менее значений, приведенных в таблицах 1 и 2.

Рисунок 3.20 - Заземление корпуса аппарата, коробки, ящика и т. д. гибкой перемычкой от трубы: 1— корпус аппарата; 2 и 3— болты для заземления; 4— гибкий провод.

Таблица 3.1 - Минимальные размеры стальных заземлителей и заземляющих проводников

Тип проводника	В зданиях	В наружных установках	В земле
Круглые проводники, диаметр, мм	5	6	6
Прямоугольные проводники, сечение, мм	24	48	48
Угловая сталь, толщина полок, мм	2	2,5	4
Стальные трубы, толщина стенок, мм	2,5	2,5	3,5

Таблица 3.2 - Минимальные сечения медных и алюминиевых заземляющих проводников в электроустановках до 1000 В

Наименование	Медные проводники, мм	Алюминиевые проводники, мм ²
Голые проводники при открытой прокладке	4	6
Изолированные провода	1,5	2,5
Заземляющие жилы кабелей или многожильных проводов в общей защитной оболочке с фазными жилами	1	1,5

В помещениях (за исключением взрывоопасных) в качестве заземлителей допускается использовать металлические конструкции зданий, ферм, колонн, прогонов и связей; металлические конструкции производственного назначения (металлические балки, подкрановые пути, каркасы распределительных устройств и др.); стальные (газовые) трубы, служащие для прокладки проводов, и тросы, предназначенные для подвески проводов и т. п.

При использовании для заземления металлических конструкций необходимо обеспечить надежность контактов в соединениях и непрерывность электрической цепи по всей ее длине. Металлические конструкции, которые используются для заземления, должны быть доступны для наблюдения и иметь отличительную окраску, позволяющую распознавать в них составную часть электрической цепи.

Когда в качестве заземляющих ответвлений используют газовые (стальные) трубы, предназначенные для прокладки проводов, необходимо следить за тем, чтобы соединительные муфты в скрытых трубопроводах были приварены к трубам не менее чем в двух точках. Концы труб у проходных и ответвительных коробок, у вводов в распределительные и групповые ящики, шкафы, пусковые и защитные аппараты и т. п. нужно соединять между собой и с коробкой (ящиком, шкафом) при помощи приваренной к ним стальной полосы или проволоки соответствующего сечения. Присоединение труб к магистралям заземления и к заземляемым элементам установки должно быть осуществлено при помощи полосы или проволоки, приваренной к трубам.

В качестве заземляющих проводников не допускается использовать металлические оболочки трубчатых проводов, а также оболочки изолированных установочных трубок. Заземляющие проводники можно прокладывать вертикально или горизонтально, а также параллельно наклонным конструкциям зданий. Шины прямоугольного сечения по отношению к поверхности основания устанавливаются на плоскость, а не на ребро.

Голые заземляющие проводники, прокладываемые по бетону и кирпичу, как правило, укрепляют на опорах, на расстоянии 10–12 мм от соответствующих поверхностей; по дереву разрешается крепление без опор. В каналах заземляющие голые проводники располагают на расстоянии не менее 50 мм от нижней поверхности съемного перекрытия. Расстояние между опорами для крепления заземляющих проводов на прямых участках принимается равным 1000–1500 мм и на изгибах 1000 мм.

Проходы заземляющих проводов сквозь стены следует выполнять через открытые отверстия и через стальные трубы. Зазор (со всех сторон) между проводами заземления и стенками отверстия должен быть не менее 3 мм.

Конструкции, на которых установлено электрооборудование, с заземляющим проводом соединяют сваркой. Конструкция длиной более 3 м должна быть соединена с заземляющим проводом в двух (конечных) точках. Контактные поверхности (при болтовых соединениях) между заземляющими проводами или между заземляющими проводами и заземляемым оборудованием нужно зачистить до металлического блеска и покрыть тонким слоем вазелина. Внешние поверхности болтовых соединений следует покрывать бесцветным лаком.

В сырых помещениях, а также в помещениях с едкими: парами контактные поверхности (перед выполнением контактных соединений), не имеющие специального антикоррозийного покрытия, нужно зачищать, а швы контактных соединений необходимо покрывать краской стойкой к химическим воздействиям.

Для того чтобы при сотрясениях болтовые контакты не ослабевали, устанавливают контргайки или контрящие шайбы.

Пробный пуск электродвигателя

Качество монтажа электродвигателей проверяют включением в сеть вхолостую и под нагрузкой. Перед включением мегомметром измеряют сопротивление изоляции электропроводок и двигателя, проверяют исправность зануления и пуско-защитных аппаратов.

При опробовании вхолостую двигатель отсоединяют от технологической машины и включают толчком в сеть. Не допуская полного разворота (25..30 % от номинальной частоты вращения), отключают и прослушивают шумы в двигателе (не должно быть посторонних звуков). После пробного пуска двигатель включают на час и проверяют: отсутствие стуков и задеваний вращающихся частей, прочность крепления к основанию, степень нагрева подшипников (не более 95 °С), направление вращения ротора (при необходимости изменения направления вращения меняют местами два любых подводящих провода в коробке).

При нормальной работе в холостом режиме двигатель соединяют с механизмом и испытывают под нагрузкой в течение трех часов. При этом виброметром измеряют вибрации двигателя в вертикальном, горизонтальном и осевом направлениях. Амплитуда вибрации должна быть не больше: 0,05 мм - для двигателей с частотой вращения 3000 мин⁻¹ и 0,1 мм - для двигателей с 1500 мин⁻¹.

В течение испытаний через каждые 30 мин измеряют температуру нагрева обмоток (не более 105 °С для двигателей с изоляцией класса А) и подшипников. Двигатель, прошедший испытания под нагрузкой, передают рабочей комиссии для приемо-сдаточных испытаний.

Практическая часть работы.

Большинство электродвигателей включаются в сеть посредством схемы реверсивного пуска, когда кратковременным нажатием кнопки можно изменить направление вращения двигателя.

В практической части лабораторной работы необходимо собрать и запустить на стенде схему реверсивного пуска двигателя, представленную на рисунке 3.21.

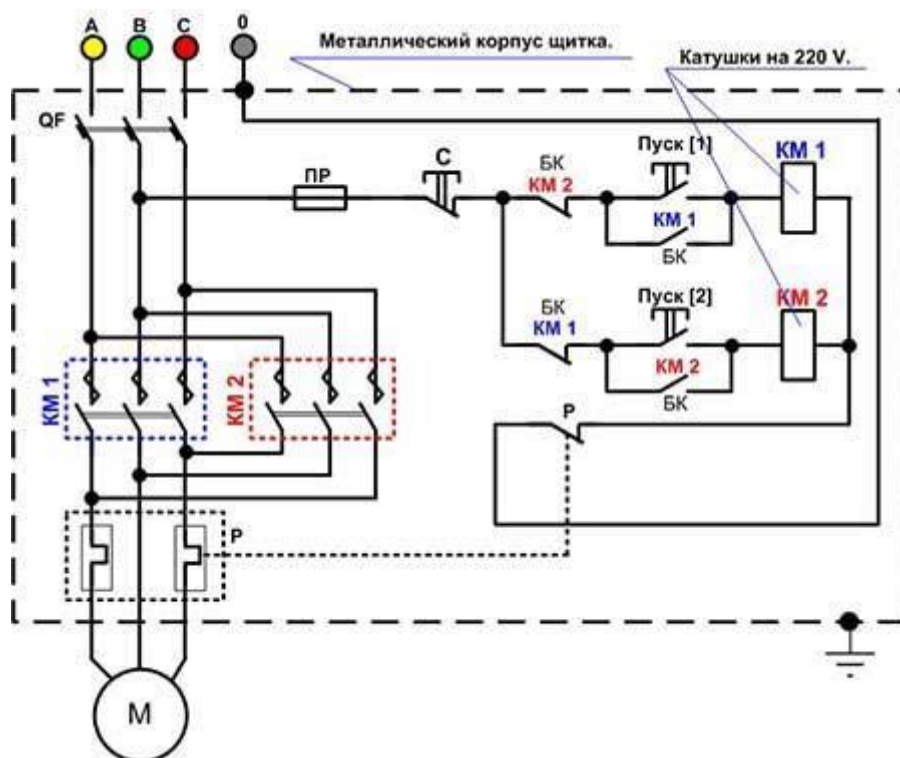


Рисунок 3.21 – Реверсивная схема магнитного пускателя с катушкой 220В

Принцип работы схемы

Схема состоит аналогично, так же, как на не реверсивной схеме, единственно добавилась кнопка реверса и магнитный пускатель.

Принцип работы схемы немного сложнее, рассмотрим в динамике. Что требуется от схемы, реверс двигателя за счет переворачивания местами двух фаз. При этом нужна блокировка, которая не давала бы включиться второму пускателю, если первый находится в работе и наоборот. Если включить два пускателя одновременно то произойдет КЗ – короткое замыкание на силовых контактах пускателя.

Включаем QF – автоматический выключатель, давим кнопку «Пуск[1]» подаем напряжение на KM1 катушку пускателя, пускатель срабатывает. Силовыми контактами включает двигатель, при этом шунтируется пусковая кнопка «Пуск [1]».

Блокировка второго пускателя - KM2 осуществляется, нормально замкнутым KM1 - блок контактом. При срабатывании KM1 - пускателя, размыкается KM1 - блок контакт тем самым размыкает подготовленную цепочку катушки второго KM2 - магнитного пускателя.

Чтобы осуществить реверс двигателя, его необходимо отключить. Отключаем двигатель, нажатием кнопку «С - стоп», снимается напряжение с катушки, которая находилась в работе. Пускатель и блок контакты под действием пружин возвращаются в исходное положение.

Схема готова к реверсу, нажимаем кнопку «Пуск[2]», подаем напряжение на катушку - KM2, пускатель - KM2 срабатывает и включает двигатель в противоположном вращение. Кнопка «Пуск[2]» шунтируется блок контактом - KM2, а нормально замкнутый блок контакт KM2 размыкается и блокирует готовность катушки магнитного пускателя - KM1.

При срабатывании теплового реле - «Р», размыкается нормально замкнутый контакт «Р», отключение происходит аналогично.

Составить отчет по следующей форме:

- название и цель работы;
- краткий конспект общих теоретических сведений;
- разработать проект производства работ по монтажу электродвигателей в зависимости от их мощности;
- составить принципиальную схему управления электродвигателем;
- собрать и запустить указанную схему на стенде;
- представить эскиз заземляющего устройства.

Контрольные вопросы

1. Какие подготовительные работы предшествуют монтажу электродвигателей? 2. Последовательность операций, входящих в ревизию электродвигателей.
3. Требования к фундаментам под монтаж электродвигателей.
4. Монтаж двигателей малой мощности.
5. Монтаж двигателей на фундаментах.
6. Назначение и конструкция защитного заземления.
7. Какую пускозащитную аппаратуру можно использовать в схеме управления электродвигателем?
8. Назовите грузоподъемные механизмы и приспособления, используемые при монтаже электродвигателей.
9. Как изменить направление вращения асинхронного двигателя и выполнить зануление?
10. Как опробовать двигатель вхолостую и под нагрузкой?
11. Основные правила техники безопасности при монтаже электродвигателей на фундаментах.
12. Принцип работы реверсивной схемы магнитного пускателя

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА №4

Приемо-сдаточные испытания силовых кабелей

Цель работы:

1. Ознакомиться с объемом испытаний.
2. Закрепить теоретические знания об испытаниях силовых кабелей.
3. Изучить аппаратуру, необходимую для испытания, усвоить методику испытания и изучить меры безопасности при проведении испытаний.
4. Получить практические навыки по проведению испытания силового кабеля.

1. Краткие сведения из теории

Вводимые в эксплуатацию силовые кабельные линии напряжением до 35кВ, согласно ПУЭ (глава 1.8) подвергаются испытаниям в следующем объеме:

1. Проверка целости и фазировка жил кабеля.
2. Измерения сопротивления изоляции.
3. Испытания повышенным напряжением выпрямительного тока.
4. Определение электрической рабочей емкости жил.

Производится для кабелей 35кВ и выше. Измеренная емкость, приведенная к удельным значениям, не должно отличаться от результатов заводских испытаний более, чем на 5%.

5. Измерение распределения тока по одножильным кабелям. Не-
Равномерность в распределении токов на кабелях не должна быть более 10%.
6. Проверка защиты от блуждающих токов.

Производится проверка действия установленных антикоррозионных защит.

7. Измерение сопротивления заземления.

Производится для концевых заделок. Силовые кабельные линии напряжением до 1кВ испытываются по п.п. 1; 2; 5; 7.

1.1. Проверка целости и фазировка жил кабеля

Целость жил и соответствие фаз кабеля проверяют прозвонкой (с помощью телефонных трубок, мегаомметра и т.п.), проверяют до подачи напряжения. Убеждаются в том, что нет коротких замыканий между фазами, что подключение кабелей к ошиновке выполнено в соответствии с маркировкой или расцветкой шин, что очень важно при параллельно включенных под одни зажимы кабелях.

Проверка целости и фазировка жил кабеля в лаборатории производится с помощью мегомметра по схеме, представленной на рис. 4.1. При фазировке с помощью мегомметра необходимо на одном конце кабеля соединить с землей одну жилу кабеля. Для отыскания этой жилы на другом конце кабеля присоединяют мегомметр, у которого заземлен один зажим. Проверяемая жила дает нулевое показание мегомметра, остальные - бесконечность (нет цепи тока).

1.2. Измерение сопротивления изоляции.

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

выше 1000В значение сопротивления изоляции не нормируется.

У трехжильных кабелей испытанию подвергается изоляция каждой жилы относительно металлической оболочки и других заземленных жил. У кабелей однофазных или отдельно освинцованными жилами испытывается изоляция жилы относительно металлической оболочки. Напряжение мегомметра прикладывается между испытываемой жилой кабеля и землей при остальных заземленных жилах (рис.3.2). Отсчет по шкале мегомметра должен производиться через одинаковые промежутки времени (60с после приложения напряжения).

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

1.3. Испытание повышенным напряжением выпрямленного тока.

Испытание изоляции повышенным напряжением выпрямленного тока позволяет убедиться в наличии необходимого запаса прочности изоляции, отсутствии местных и общих дефектов, не обнаруживаемых другими способами. Испытанию изоляции повышенным напряжением должны предшествовать тщательный осмотр и оценка состояния изоляции другими методами (п.п. 1.1; 1.2), т.е. только при положительных результатах проверок.

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

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

В зависимости от вида оборудования и характера испытания изоляции может быть испытана приложением повышенного напряжения переменного тока или выпрямленного напряжения. При испытании силовых кабелей повышенного напряжения промышленной частоты.

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

Согласно «Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей» изоляция силовых кабельных линий подвергается испытанию повышенным выпрямленным напряжением.

Периодичность испытаний:

- кабелей напряжением до 35 кВ: 1 раз в год в первые 5 лет эксплуатации, далее 1 раз в 2 года, а для кабелей, проложенных на территории ТП, РУ, заводов - 1 раз в 3 года;
- кабелей напряжением 110кВ-220 кВ: через 3 года после ввода в эксплуатацию и затем 1 раз в 5 лет.

Величина испытательных выпрямленных напряжений приведена в таблице 4.1.
Длительность приложенного импульса:

- кабелей на напряжение до 35 кВ с бумажной и пластмассовой изоляцией при приемосдаточных испытаниях - 10 мин, в процессе эксплуатации 5 мин;
- кабелей на напряжение 3ч10 кВ с резиновой изоляцией - 5 мин;
- кабелей на напряжение 110ч220 кВ - 15 мин.

Допустимые токи утечки приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.1. Испытательное выпрямленное напряжение силовых кабелей

Ном U, кВ	0,66	1	2	3	6	10	20	35	110	220
Кабели с бумажной изоляцией										
Уисп.кВ	2,5	2,5	10-17	15-25	36	60	100	175	285	510
Кабели с пластмассовой изоляцией										
Уисп.кВ	-	2,5*	-	7,5	36	60	-	-	285	-
Кабели с резиновой изоляцией**										
Уисп.,кВ	-	-	-	6	12	20	-	-	-	-

Примечания:

* - испытания выпрямленным напряжением одножильных кабелей с пластмассовой изоляцией без брони, проложенных на воздухе не производится;

** - после перемонтажа (ремонта) испытание повышенным напряжением не производится.

Таблица 4.2. Допустимые токи утечки для силовых кабелей

Кабель на U, кВ	Испытательное U, кВ	Допустимый ток утечки, мА	Дополнительный коэффициент несимметрии (Imax, Imin)
6	35	0.2	2
	45	0.3	2
10	50	0.5	3
	60	0.5	3
20	100	1.5	3
35	140	1.8	3
	150	2.0	3
	175	2.5	3
110	285	не нормируется	
220	510	не нормируется	

Могут не производиться испытания:

- двух параллельных кабелей длиной до 60 м;
- кабелей со сроком эксплуатации более 15 лет и подлежащих выводу из эксплуатации в ближайшие 5 лет;
- кабелей с резиновой изоляцией напряжением до 1 кВ.

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

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

У кабеля с нарушенной изоляцией ток утечки с течением времени скачкообразно возрастает и достигает значительных величин, если не наступает пробой изоляции, сопровождающийся также увеличением тока утечки. При этом автомат кенотронной установки отключается.

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

Испытание электрической прочности изоляции кабелей производится повышенным напряжением по схеме, изображенной на рис.4.3. При этом напряжение подводится в зависимости от вида кабеля: для одножильных кабелей и кабелей с отдельно свинцованными жилами между жилой и свинцовой оболочкой этой жилы; для многожильных кабелей с поясной изоляцией - между каждой жилой и остальными жилами, соединенными со свинцовой оболочкой, при - одновременном заземлении других жил и свинцовой оболочки кабеля.

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

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

Результаты испытания заносятся в протокол испытания силового кабеля, и делается заключение о пригодности кабеля к дальнейшей эксплуатации.

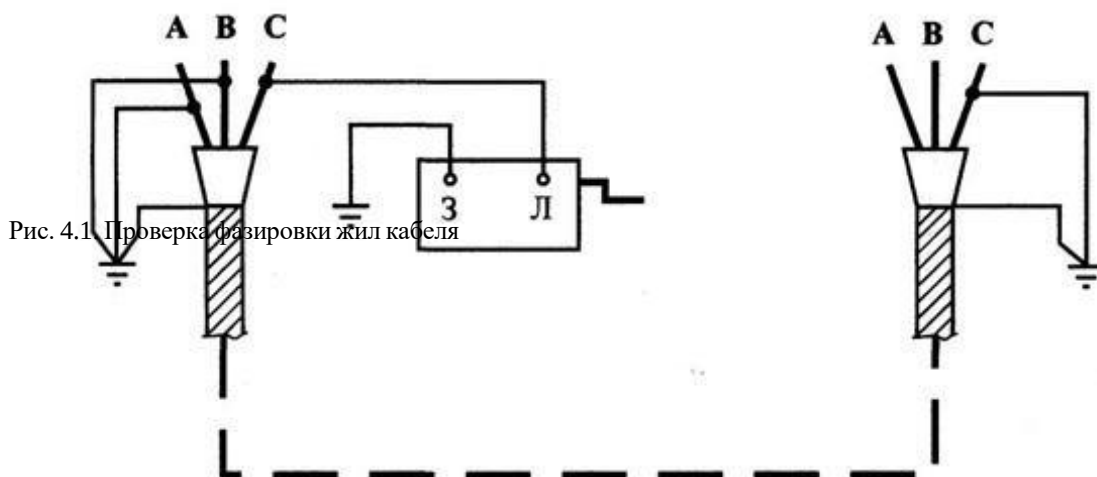


Рис. 4.1 Проверка фазировки жил кабеля

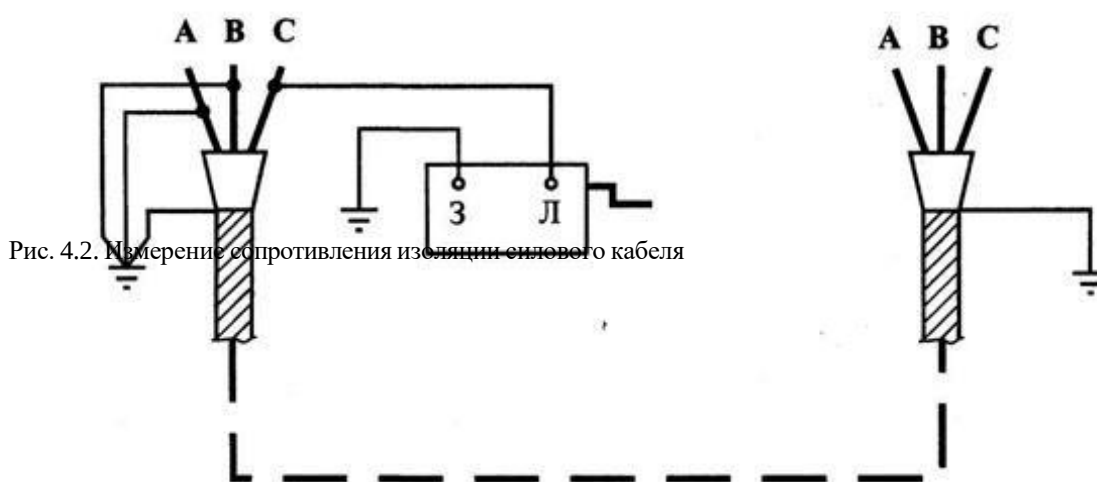


Рис. 4.2 Измерение сопротивления изоляции силового кабеля

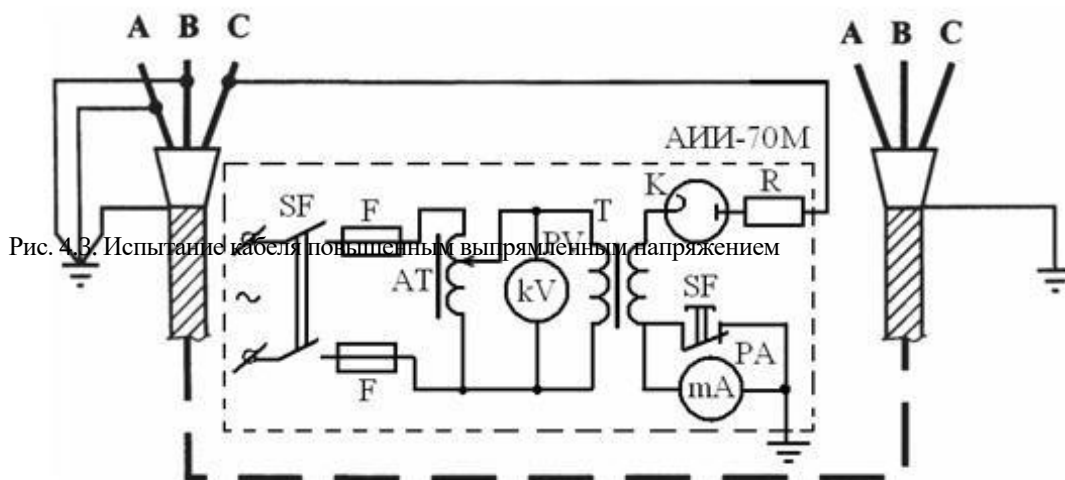


Рис. 4.3 Испытание кабеля повышенным выпрямленным напряжением

2. Программа работы.

1. Проверка целости и фазировка жил кабеля.
2. Измерение сопротивления изоляции.
3. Испытание повышенным напряжением выпрямленного тока.
4. Заполнить протоколы испытания кабеля.

3. Оборудование рабочего места.

1. Силовой кабель.
2. Мегаомметр на 1000В.
3. Мегаомметр на 2500В.
4. Аппарат АИИ-70М.
5. Электрозащитные средства.
6. Соединительные провода.

4. Оформление отчета по лабораторной работе

В отчете должна быть представлены следующие материалы:

1. Цель работы, краткие сведения из теории.
2. Протокол фазировки кабелей (Приложение 1).
3. Протокол измерения сопротивления изоляции кабеля (Приложение 2).
4. Протокол испытания изоляции повышенным напряжением (Приложение 3).
5. Схемы испытаний, рис. 4.1; 3.2; 3.3.
6. Нормы испытаний.
7. Собрать схему внутренней проводки, представленной на стенде.
8. Выводы по работе.

Приложение №1

Объект

Место _____
Дата «__» _ 200__г. _____

Д а т а	Год проклад- ки кабеля	Наим. объек- тов фазировки	Отметка о выполне- нии	Под пись исполнителя

Проверил: прораб (мастер)
Монтажной группы _

Литература

1. Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. ПОТ Р М-016-2001.-М.: изд-во НЦ ЭНАС, 2002.
2. Правила безопасности при строительстве линии электропередачи и производстве электромонтажных работ. РД 153-34.3-03.285-2002.-М.:изд-во НЦ ЭНАС, 2002. - 104 с.
3. Правила устройства электроустановок: 6-е издание переработанное и дополненное, с изменениями. – М.: Главгосэнергонадзор России 1998 . – 608 с.
4. Практикум по технологии монтажа и ремонта электрооборудования: Учеб. пособие для вузов/ П. Д. Ирха. В. А. Буторин, В. Д. Девятков и др. Под ред. А.А. Пястолова. - М.: Агропромиздат, 1990 . - 160 с.: ил.
5. Пястолов А. А. и др. Монтаж, эксплуатация и ремонт электрооборудования/А. А. Пястолов, А. А. Мешков, А. Л. Вахрамеев. - М.: Колос, 1981. - 335 с.: ил.– (Учебники и учеб, пособия для высш. с.-х. учеб, заведений).
6. Сибикин Ю.Д., Сибикин М.Ю. Технология электромонтажных работ.-М.: Высшая школа, 2002. - 301 с.
7. Соколов Б. А., Соколова Н. Б. Монтаж электрических установок. – 3-е изд., перераб. и доп. - М.: Энергоатомиздат, 1991.- 592 с.: ил.
8. Справочник инженера-электрика сельскохозяйственного производства/ Учебное пособие.-М.: Информагротех, 1999. - 536 с.
9. Справочник по проектированию электрических сетей и электрооборудования / Под ред. Ю. Г. Барыбина и др.- М: Энергоатомиздат, 1991.- 464 с.: ил.– (Электроустановки промышленных предприятий / Под общ. ред. Ю. Н. Тищенко и др.)

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 5

Проверка и подготовка к эксплуатации асинхронного электродвигателя

Цель работы:

1. Закрепить теоретические знания о подготовке к эксплуатации асинхронных электродвигателей.
2. Получить практические навыки по проверке и подготовке к эксплуатации асинхронных электродвигателей.

Краткие - сведения из теории

При подготовке асинхронного электродвигателя с короткозамкнутым ротором к эксплуатации выполняются следующие приемно-сдаточные испытания.

1. Определение возможности включения электродвигателей напряжением выше 1000В без сушки.
2. Измерение сопротивления изоляции:
 - а) обмотки статора электродвигателя напряжением до 1000В мегаомметром на напряжение 1000В (R_{60} должно быть не менее 0,5 Мом при 10...30°C);
 - б) обмотки ротора электродвигателей с фазным ротором мегаомметром на напряжение 500В (сопротивление изоляции должно быть не менее 0,2 МОм).
3. Испытание повышенным напряжением промышленной частоты.
4. Измерение сопротивления по постоянному току:
 - а) обмоток статора и ротора электродвигателей мощностью 300 кВт и более (разница между измеренными сопротивлениями обмоток различных фаз или между измеренными и заводскими данными допускается не более 2%);
 - б) у реостатов и пускорегулировочных сопротивлений измеряется общее сопротивление и проверяется целостность отпаяек. Разница между измеренным сопротивлением и паспортными данными допускается не более 10%.
5. Измерение зазоров между сталью ротора и статора. Разница между воздушными зазорами в диаметрально противоположных точках, сдвинутых относительно оси ротора на 90°, и средним воздушным зазором допускается не более 10%.
6. Измерение зазоров в подшипниках скольжения. Предельные зазоры в подшипниках приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1. Максимально допустимые зазоры в подшипниках- скольжения

Номинальный диаметр вала, мм	Зазоры, мм при частоте вращения, об/мин.		
	< 1000	1001...1500	>1500
19-30	0,04-0,193	0,06-0,13	0,14-0,28
31-50	0,05-0,112	0,075-0,16	0,17-0,34
51-80	0,065-0,135	0,095-0,195	0,2-0,4
81-120	0,08-0,16	0,12-0,235	0,23-0,46
121-180	0,1-0,195	0,15-0,285	0,26-0,53
181-260	0,12-0,255	0,18-0,30	0,3-0,6
261-360	0,14-0,25	0,21-0,38	0,34-0,68
361-500	0,17-0,305	0,25-0,44	0,38-0,76

7. Измерение вибрации подшипников электродвигателей. Допустимые значения виб-

рации подшипников в таблице 5.2.

Таблица 5.2. Максимально допустимая вибрация подшипников электродвигателя

Синхронная частота вращения, об/мин	3000	1500	1000	750 и ниже
Допустимая амплитуда вибрации подшипника, мкм	50	100	130	160

8. Измерение разбега ротора в осевом направлении для электродвигателей, имеющих подшипники скольжения (допустимо значение разбега 2...4 мм).

9. Испытание в воздухоохладителя гидравлическим давлением 0,2...0,25 МПа (2...2,5 кгс/см²) Продолжительность испытания 10 мин.

10. Проверка работы электродвигателя на холостом ходу или с ненагруженным механизмом. Значение тока холостого хода не нормируется. Продолжительность проверки не более 1 часа.

11. Проверка работы электродвигателя под нагрузкой.

Электродвигатели до 1000 В испытываются по пунктам 2, 4б, 10, 11; напряжением выше 1000 В по пунктам 1ч4, 7, 9ч11. Электродвигатели поступающие на монтаж в разобранном виде, испытываются по пунктам 5, 6, 8 дополнительно.

При наладке электродвигателя часто возникает необходимость в дополнительных измерениях и испытаниях.

Внешний осмотр и проверка механической части.

При внешнем осмотре проверяется:

- 1) чистота помещения, где установлена электрическая машина;
- 2) комплектность поставки (наличие всех деталей, паспортного и клеммного щитков и необходимых обозначений на них);
- 3) соответствие паспортных данных техническим условиям;
- 4) наличие и содержание технической документации по ревизии и ремонту;
- 5) заполнение подшипников смазкой до заданного уровня и отсутствие утечки масла;
- 6) соответствие направления вращения;
- 7) наличие заземляющей проводки и качество соединения;
- 8) состояние соединительной муфты;
- 9) целостность изоляции и соединений видимых частей обмоток и выводов;
- 10) чистота поверхностей двигателя;
- 11) отсутствие трещин подшипниковых щитов, лап и статорной;
- 12) отсутствие деформации вала или забоин на его поверхности;
- 13) наличие шпонки в шпоночной канавке на свободном конце вала;
- 14) отсутствие на внутренних частях машины посторонних предметов (просвечивание, проверка шнуром, продувка сухим чистым воздухом).

Проверка смазки подшипников и легкости вращения вала электродвигателя

Для проверки смазки отвертываются болты крепления крышек подшипников, причем вместо первого отвернутого болта ввертывается шпилька, длина которой больше, чем длина болта, на 20-30 мм для удобства следующей установки крышек на место. Сдвигаются крышки подшипников и проверяется количество и качество смазки подшипников.

Камеры подшипников качения должны быть заполнены смазкой на 2/3 объема, при скорости вращения электродвигателя до 1500 об/мин и 1/2 объема при скорости вращения 3000 об/мин.

При тугой набивке смазки подшипники сильно нагреваются, и смазка вытекает.

Качество смазки оценивается визуально - смазка должна быть чистой, маслянистой на ощупь, не должна содержать твердых частиц, более вязких включений или воды. В противном случае смазка должна быть заменена, а подшипники и камеры для смазки должны быть промыты в дизельном топливе и продукты сжатым воздухом или просушены.

При выборе марки смазки необходимо руководствоваться следующим правилом – температура подшипников электродвигателя во время работы бывает на 25-30° С выше температуры воздуха вблизи подшипников.

Марки смазок для подшипников качения, в зависимости от различных условий работы подшипников, приведены в таблице 5.3.

Наименование и марки смазки	Условия работы подшипников
Универсальная среднеплавкая УС-3 (солидол жировой Т)	Работа при повышенной влажности и при температуре не выше 75°С
Универсальная тугоплавкая водостойкая УТВ (смазка 1-13 жировая)	Работа при повышенной влажности и при температуре не выше 90°С
Универсальная тугоплавкая УТ-1 (консталин жировой)	Работа в сухих помещениях и при температуре не выше 115°С
Универсальная тугоплавкая УТ-2 (консталин жировой)	Работа в сухих помещениях и при температуре не выше 135°С
Смазка ЦИАТИМ-201	Работа при повышенной влажности и на открытом воздухе при температуре не выше 170°С

После смены смазки или проверки ее состояния проверяется легкость вращения ротора.

Проверка маркировки выводов обмотки статора

Для проверки маркировки выводов обмотки статора отвертываются болты и снимается крышка коробки выводов. Маркировка выводов обмотки на доске зажимов (клемном щите) или на выводных концах обмотки должна соответствовать таблице 5.4.

Доска зажимов (клемный щиток) двигателя и соединение обмотки в звезду или треугольник показаны на рис. 5.1.

Одновременно проверяется отсутствие повреждений выводных концов или доски зажимов (клемного щитка).

Если маркировка выводных концов фаз обмотки отсутствует, то при помощи мегомметра определяется принадлежность выводных концов к отдельным фазам, и обозначаются фазы обмотки соответственно I, II и III.

Начало и конец 1-й фазы выбираются произвольно и обозначаются C_1 и C_4 , начала и концы других фаз определяются одним из следующих способов:

А). Проверка на переменном токе.

Для определения начала и конца фаз обмотки собирается схема, показанная на рис. 5.2.

Таблица 5.4. Маркировка выводов обмоток асинхронных электродвигателей

Наименование схемы соединения обмотки	Число выводов	Название выводов	Обозначение выводов	
Открытая схема	6	1-я фаза 2-я фаза 3-я фаза	C_1 C_2 C_3	C_4 C_5 C_6
Соединение звездой	3 или 4	1-я фаза 2-я фаза 3-я фаза нулевая	C_1 C_2 C_3 0	
Соединение треугольником	3	1-й зажим 2-й зажим 3-й зажим	C_1 - начало 1-й фазы, конец 3-й; C_2 - начало 2-й фазы, конец 1й; C_3 - начало 3-й фазы, конец 2-й	

На две фазы обмотки двигателя, соединенные последовательно, подается напряжение переменного тока 12 или 36 В от отдельного трансформатора Т, подключенного через рубильник QS и предохранители FU на одну из фаз сети. В качестве трансформатора Т может быть применен трансформатор для местного освещения типа ОСО-0,25 на напряжение 220/12 В или 220/36 В. Рубильник QS и предохранитель FU, при их отсутствии, могут быть заменены автоматическим выключателем АП-50 или АЕ-2000 на ток до 4 А.

К выводам третьей фазы обмотки подключается вольтметр переменного тока на 30 В или лампочка на напряжение 6,3 В при вторичном напряжении трансформатора

12 В и на 24 В при вторичном напряжении 36В.

Если первые две фазы соединены одноименными выводами, - то лампочка на третьей фазе не загорится, (стрелка вольтметра не отклонится). При соединении разноименных выводов - начала первой и конца второй фаз или наоборот - лампочка загорится, (вольтметр покажет величину ЭДС).

Начало и конец II фазы обмотки маркируются C_2 и C_5 . После определения выводов на двух фазах обмотки вместо второй фазы подключается третья и таким же образом, определяются ее начало и конец C_3 и C_6 .

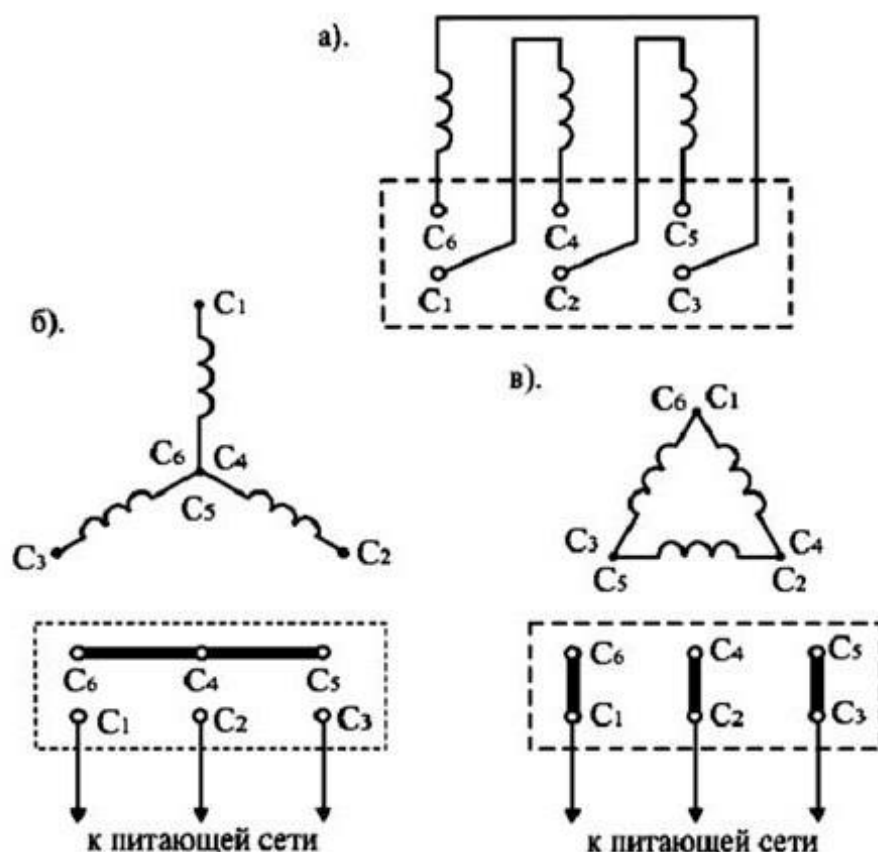


Рис. 5.1. Доска зажимов электродвигателя:

а) порядок подключения выводов обмотки на доске зажимов;

б) соединение обмотки в звезду;

в) соединение обмотки в треугольник.

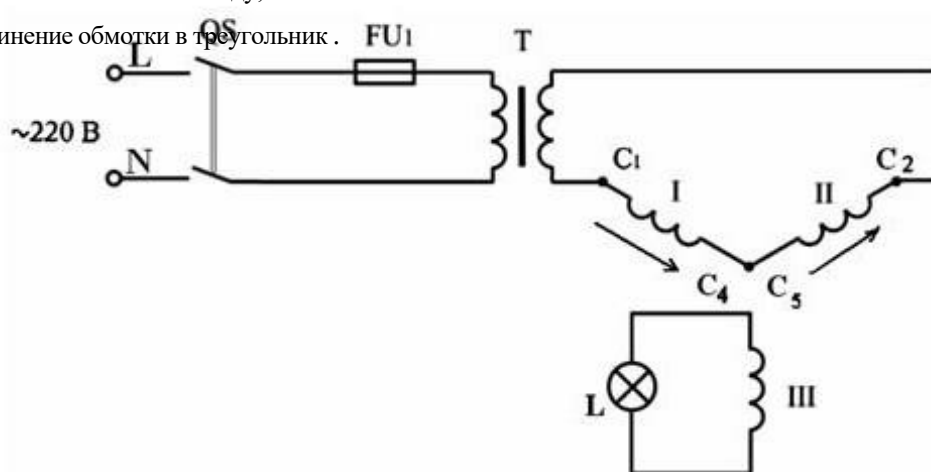
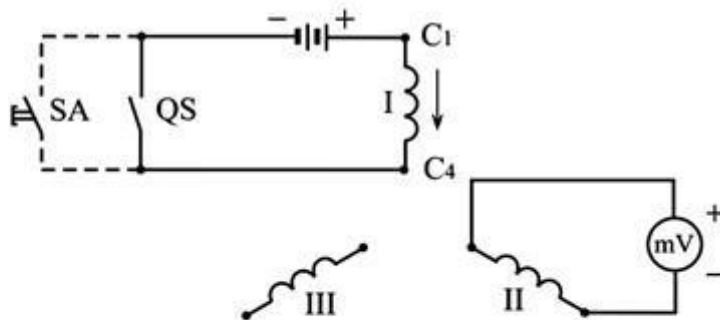


Рис5.2. Схема для определения начала и конца фаз обмотки на переменном токе

Проверка на постоянном токе.

Для определения начала и конца фаз обмотки собирается схема, показанная на рис. 5.3.



В первую фазу обмотки кратковременными импульсами при помощи рубильника QS или кнопки SA подается напряжение 3,5 В от батарейки или аккумулятора.

К другим фазам обмотки поочередно подключается милливольтметр, с помощью которого определяется полярность наведенных в этих фазах ЭДС в момент включения и отключения тока в первой фазе.

Если «плюс» от батарейки подается на начало первой фазы, то положительная полярность в момент включения тока будет на концах других фаз, а в момент отключения - на началах этих фаз. В соответствии с этим производится маркировка начала и конца II и III фазы обмотки C_2 и C_5 , C_3 и C_6 . Для определения начала и конца фаз обмотки двигателя на постоянном токе может быть применен индикатор полярности типа М227, имеющий встроенную батарейку напряжением 3,5 В.

Измерение сопротивления изоляции обмотки статора

Измерение сопротивления изоляции обмотки статора производится двумя лицами при помощи мегомметра типа М 4100 на напряжение 500 В в следующей последовательности:

- а). Проверка мегомметра;
- б). Измерение сопротивления изоляции фаз обмотки относительно корпуса двигателя.

Проводник, подключенный к зажиму З (земля) мегомметра, подсоединяется к корпусу электродвигателя (или к болту, которым крепится коробка выводов). Один из проверяющих вращает ручку мегомметра со скоростью около 120 об/мин, а второй - поочередно прикасается к выводам каждой фазы обмотки C_1 , C_2 и C_3 или C_4 , C_5 и C_6 проводником, подключенным к зажиму Л (линия) мегомметра.

- в) Измерение сопротивления изоляции между фазами обмотки двигателя.

Один из проверяющих вращает ручку мегомметра, а второй поочередно касается проводниками от мегомметра выводов фаз обмотки, измеряя при этом сопротивление изоляции между I и II, I и III, II и III фазой обмотки электродвигателя.

Сопротивление изоляции обмотки относительно корпуса двигателя и фаз обмотки между собой должно быть не ниже 0,5 МОм (R_{60}). Если сопротивление изоляции обмотки двигателя ниже или равно 0,5 МОм производится сушка изоляции обмотки электродвигателя.

Определение направления вращения ротора электродвигателя.

Для обеспечения правильного направления вращения двигателя необходимо, чтобы фазировка питающего кабеля была согласована с маркировкой выводов статора, определяется кратковременным включением в сеть.

Сушка обмотки электродвигателя

Сушка обмоток электродвигателей в зависимости от местных условий, имеющегося оборудования, измерительных приборов и материалов может производиться одним из следующих способов:

внешним нагревом;

- методом потерь в меди обмотки (нагрев током, проходящим в обмотке двигателя);

- методом индукционных потерь в стали.

Сушка методом внешнего нагрева

Метод является основным и рекомендуется для всех видов электрических машин. При сушке этим методом нагретый до 85-95 °С поток воздуха подается на массивные части электродвигателя, которые нагреваясь, передают тепло изоляции. Воздух нагревается тепловоздуховками, нагревательными сопротивлениями, батареями парового отопления.

Внешний нагрев может вестись с помощью инфракрасных лучей, источником которых являются зеркальные лампы - термоизлучатели с пониженной температурой накала нити мощностью 250-500 Вт. Для более эффективной сушки электродвигатель закрывают брезентом, который периодически открывается на 5ч10 мин для удаления образующейся влаги.

Сушка методом потерь в меди обмотки

Данный метод может применяться только для сушки среднеувлажненных обмоток (сопротивление изоляции не менее 0,1 МОм), т.к. при значительном увлажнении изоляции возможно электролитическое разрушение металлических деталей электродвигателя.

Сушке, методом нагрева током, может подвергаться отдельно статор или электродвигатель в сборе. При сушке собранного двигателя ротор его затормаживается и контролируется температура корпуса, которая не должна превышать 60°С, т.к. температура обмотки и ротора при этом выше на 10-20°С.

Во избежание потерь тепла двигатель во время сушки должен быть закрыт покрывалом или ящиком с вентиляционными отверстиями для выхода влажного воздуха.

Для обеспечения безопасности корпус двигателя при сушке током должен быть надежно заземлен.

Сушка обмотки трехфазных двигателей может производиться как однофазным, так и трехфазным током.

При сушке обмотки двигателя (ОД) однофазным переменным током фазы обмотки соединяются по одной из схем приведенных на рис. 7.4 а,б,в.

Ток от постороннего источника однофазного переменного тока, подключенного через предохранитель FU или автомат, пропускается последовательно через обмотки всех фаз, если выведены шесть концов на клемный щиток рис. 7.4,а или, как показано на рис. 7.4,б и в, если выведены три конца. В качестве источника тока могут применяться трансформаторы типа ОСО - 0,25(220/36 В)) или сварочный трансформатор типа ТС - 0,5 (380/36 В) в зависимости от величины тока необходимого для сушки. Величина тока при сушке однофазным переменным током регулируется реостатом R и

поддерживается в пределах $(0,4 - 0,7) I_n$ в зависимости от исполнения вентиляции и номинальной скорости вращения двигателя.

Меньшие значения тока сушки принимаются для закрытых двигателей и двигателей с синхронной скоростью вращения 3000 об/мин; большие значения - для защищенных двигателей и двигателей со скоростью вращения 1500 об/мин и ниже.

Измерение величины тока в процессе сушки производится амперметром переменного тока со шкалой на ток до 20 А или токоизмерительными клещами Ц-91.

При сушке обмотки 3-х фазным переменным током в режиме короткого замыкания обмотка статора включается в сеть 3-х фазного тока, как показано на рис. 7.4,г, при напряжении равном 16-25% номинального значения. Ротор двигателя затормаживается, и нагрев деталей двигателя происходит под действием вихревых токов, возникающих в активной стали.

Источником напряжения при сушке методом короткого замыкания двигателей могут служить трехфазные сварочные трансформаторы.

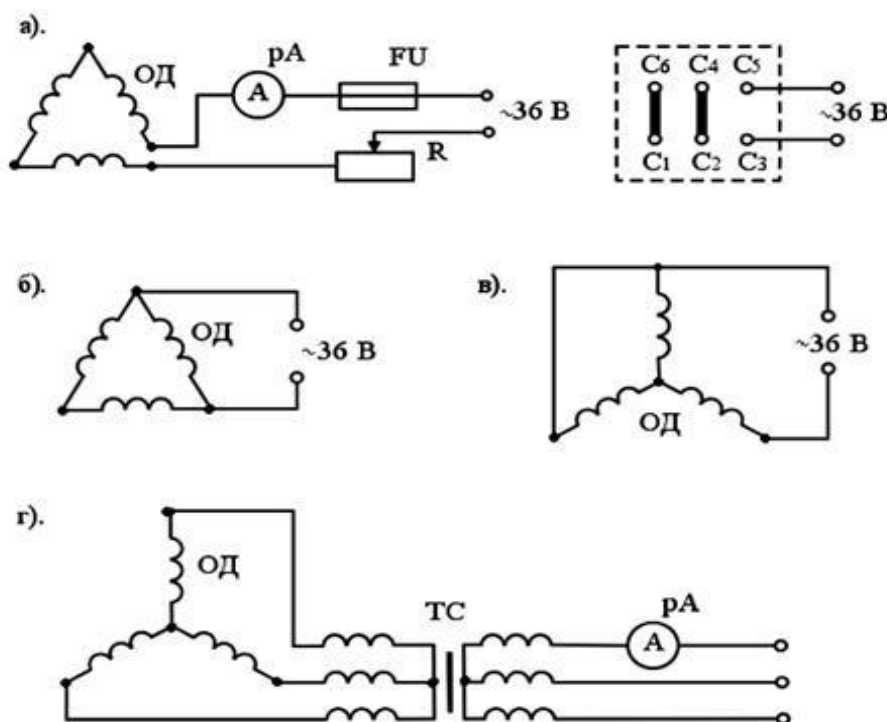


Рис. 5.4. Схемы соединения обмоток трехфазных двигателей при сушке электрическим током:

а). при последовательном соединении всех фаз; б). при соединении фаз обмотки треугольником; в). при соединении фаз обмотки звездой; г). при соединении фаз обмотки звездой и использовании сварочного трансформатора

Сушка методом индукционных потерь в стали

Метод основан на выделении тепла в станине или активной стали статора переменным магнитным потоком, который создается специально наматываемой на станину или статор (при вынутом роторе) обмоткой из изолированного провода.

При всех способах сушки двигателя необходимо выполнять следующие требования:

- надежно заземлять корпус двигателя (за исключением метода внешнего нагрева);
- не допускать повышения температуры электродвигателя в наиболее горячем месте выше 60°C .

ЛАБОРАТОРНАЯ РАБОТА № 6

Монтаж и эксплуатация самонесущих изолированных проводов

Цель работы: Изучить классификацию самонесущих изолированных проводов (СИП), маркировку проводов, требования к прокладке, способы прокладки и монтажа.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Первые подвесные связки низковольтных изолированных проводов появились во Франции около 1955 г. Для них применялись имевшиеся в то время материалы: жила изготавливалась из меди, в качестве изоляции использовалась синтетическая резина, защищенная от атмосферных воздействий оболочкой из полихлоропрена (неопрена). Магистральные и сетевые провода нового типа поначалу устанавливались на фасадах зданий, где ими заменяли старые медные неизолированные провода, крепившиеся на кронштейнах с изоляторами, и которые полностью перестали отвечать требованиям времени.

Начиная с 1962 года, во Франции стали совершенствоваться изоляционные материалы: распространение получила изоляция из однородного экструдированного материала, который одновременно играл роль изолирующего слоя и защитной оболочки. Затем полихлорвинил был постепенно вытеснен полиэтиленом сетчатой структуры, благодаря его исключительным термомеханическим свойствам, способствовавшим решению таких сложных проблем, как изоляция тупиковых концов несущего провода, создание разъемов с перфорацией изоляции и т. д. Использование полихлорвинила полностью прекратилось к 1977 г.

В качестве проводника быстрое распространение стал получать алюминий, что объясняется его стоимостью и значительно более привлекательным соотношением между весом и электрической проводимостью. Были приняты стандартные сечения: для скрученных фазных жил - 25, 35, 50, 70, а с 1989 г. и 150 мм²; для скрученных жил ответвления - 16 и 25 мм².

Несущий трос, являясь в свою очередь нулевым проводником, скручивается из 7 проволок алюминиевого сплава и имеет два типа размера - 54,6 и 70 мм².

На российском рынке СИП появились как импортная разработка в конце 80-х годов, причем одновременно двумя путями — из Финляндии (фирма **Nokia Cables**) и из Франции (компания **Alkatel**).

Чуть позже начало развиваться производство СИП и в СССР, а затем и в России. Пионером стал «Иркутсккабель». Работы по проектированию и разработке отечественных самонесущих изолированных проводов были начаты еще в СССР в 1987 г. на Иркутском кабельном заводе.

Разработка велась на основе международного стандарта HD 626 S1 с использованием неизолированного несущего троса из сталеалюминиевого провода марки АС. С 1991 г. провод был сертифицирован (ТУ 16 К71-120-91) и запущен в производство. Указанная продукция поставлялась в комплекте с арматурой для монтажа производства Красноярского завода (аналог арматуры финской фирмы «ENSTO SCKKO»). Проводником являлась алюминиевая токопроводящая жила, изоляция -

светостабилизированный (для провода марок САПт и САСПт) или силанольсшиваемый (для провода марок САПсш и САСПсш) полиэтилен. Диапазон сечений: для основных жил от 10 до 95 мм²; для жил освещения 25 и 35 мм², для несущих жил от 16 до 95 мм².

Начиная с 1 января 1997 г ОАО «Иркутсккабель» начал выпуск самонесущих изолированных проводов с изолированным несущим тросом, по конструктивному исполнению, техническим характеристикам и эксплуатационным свойствам соответствующий французскому стандарту NFC 33-209 («Торсада») под маркой СИП 2А. Несущий трос выполнен из термоупрочненного алюминиевого сплава АВЕ (сечения 54,6 и 70 мм²), изоляция - из импортного силанольсшиваемого светостабилизированного полиэтилена фирмы «BOREALIS». Размеры сечения фазных проводов также соответствуют указанному стандарту. Провод сертифицирован Органом по сертификации «Кабельсерт» (сертификат соответствия № SSAQ 025.1.4.0012 от 08 07 1998 г.) и соответствует требованиям, установленным в стандарте NFC 33-209 и ТУ 16 К71 -268-98

С 1999 г. ЗАО «Москабельмет» также осуществляет выпуск СИП2А с нулевым несущим тросом из алюминиевого сплава АВЕ по стандарту HD 626 SI.

Кроме вышеперечисленных заводов-изготовителей, на сегодняшний день самонесущие изолированные провода выпускают и другие заводы. ОАО «Агрокабель», ЗАО «Сибкабель», ООО «Электрокабель», ОАО «Севкабель» по стандарту HD 626 SI используя вместо сплава АВЕ сталеалюминевую конструкцию для нулевого несущего троса, что делает невозможным применение полной гаммы анкерно-подвесной и соединительной арматуры производимой французскими производителями.

СИП 2А комплектуется арматурой для соединения, подвески и инструментом для монтажа производства французских фирм, в частности группа SICAME (Франция). Стандарты в сфере проектирования и испытаний приняты Госстандартом России.

Сейчас к установленному этими предприятиями уровню подтягиваются и другие кабельные заводы.

В связи с общими положительными потребительскими свойствами СИП наблюдается большая заинтересованность в таких проводах. При относительно не-большом повышении затрат (примерно процентов на 20) по сравнению с неизолированными «голыми» проводами надежность и безопасность линии, оснащенной СИП, повышается до уровня надежности кабельных линий. В рамках реализации перспективной технической политики РАО «ЕЭС России» осуществляется переход предприятий РАО на систему электроснабжения по воздушным линиям с СИП.

Надежность самонесущих изолированных проводов складывается из следующих критериев:

- провода защищены от схлестывания;
- на проводах практически не образуется гололед;
- существенно ограничен несанкционированный отбор электроэнергии;
- исключено воровство проводов, так как они не подлежат вторичной переработке;
- возможно подключение абонентов и новые ответвления под напряжением;

- нет необходимости в вырубке просеки перед прокладкой и в процессе эксплуатации;
- простота монтажных работ и соответственно уменьшение сроков их проведения;
- высокая механическая прочность проводов и соответственно невозможность их обрыва;
- пожаробезопасность, основанная на исключении короткого замыкания при схлестывании;
- снижение энергопотерь в ЛЭП за счет уменьшения реактивного сопротивления изолированного провода по сравнению с «голым»;
- возможность прокладки СИП по фасадам зданий, а также совместной подвески с проводами низкого, высокого напряжения, линиями связи, что дает существенную экономию на опорах.

СИП — это скрученные в жгут изолированные провода. При этом изоляция выполнена из светостабилизированного полиэтилена. Понятие общее и охватывает одновременно все существующие системы СИП.

Рассмотрим систему СИП-1, известную как **АМКА** (производитель «PIRELLI CABLES and SYSTEMS OY», Финляндия, в состав которого ныне вошла фирма Nokia Cables), по европейскому гармонизированному стандарту HD 626, или в российской терминологии СИП-1, характеризуется тем, что вокруг неизолированного («голового») несущего нулевого провода скручены изолированные фазные провода. Несущий трос выполнен из алюминиевого сплава высокой прочности.

Прочность линии в целом очень высока за счет подвески линии, и усилия тяжения передаются по системе металл-металл. При этом отсутствуют слабые звенья по всей системе подвеса, что позволяет выполнить требования надежности по финскому стандарту. Линия считается надежной в том случае, если абонент всегда получает электроэнергию, а провода всегда остаются наверху, вплоть до слома опоры.

Прочность провода и арматуры позволяет выдерживать практически все непредвиденные внешние механические воздействия. По опыту, слом опор составляет не более 1,5 % случаев повреждения проводов. Изоляция СИП выполнена из термопластичного полиэтилена. Ее температурные характеристики: 70°С в долговременном режиме, 90°С в режиме длительной перегрузки (до 8 часов в сутки) и 130°С в режиме токов КЗ. Проект линии должен включать в себя заземление нулевого провода на опорах, что позволяет исключить появление потенциала на нулевом проводе при перекосе фаз.

Рассмотрим систему СИП-2А, известную у нас как французская система **Torsada** (производитель NEXANS), или **АМКА-Т** по европейскому гармонизированному стандарту HD 626, или как **СИП-2А** по российской терминологии, возникла, когда появилась необходимость защитить «голый» несущий провод от влияния корродирующих элементов в воздухе. Это актуально на побережье соленых морей, на территориях с тропическим или близким к нему климатом. В России применение этой системы необходимо лишь на побережье Черного моря.

Защита несущего провода в этой системе достигнута тем же изоляционным слоем, что и на фазных проводах. СИП-2А характеризуется тем, что вокруг изолированного несущего нулевого провода скручены изолированные фазные провода.

Несущий трос выполнен из алюминиевого сплава высокой прочности. Изоляция выполнена из силанольно-сшитого полиэтилена. Ее температурные характеристики: 90°C в долговременном режиме, 130°C в режиме длительной перегрузки (до 8 часов в сутки) и 250°C в режиме токов КЗ. Высокие температурные параметры изоляции действительно говорят в пользу этого провода. Нагрузить линию в номинальном режиме сложно даже до температуры в 70°C, но высокий уровень токов КЗ действительно важен при перегрузках.

Поэтому обязательно нужно выяснить необходимость высокого уровня изоляции для конкретной линии и соотнести с ценовой характеристикой системы.

Но для несущего изолированного провода существует наиболее важная и очень сложная проблема - подвеска такого провода на опорах. Дело в том, что вся механическая нагрузка линии ложится на этот самый изоляционный слой.

К примеру, несущий провод 70 мм² в СИП 3х50+70 имеет разрывную прочность около 20 кН. Соответственно, если нагрузить линию так же, как нагружают «голый» несущий провод, изоляция может разорваться, особенно при монтаже прокалывающих герметичных зажимов с режущими ножевыми зубьями. Понимая это, разработчики проектов вынуждены предусматривать достаточно короткие анкерные пролеты в линиях, причем сами подвесные элементы выполнять значительно меньшей, но нормированной разрывной прочности. При этом, во-первых, линия оказывается перенасыщенной достаточно дорогими анкерными зажимами, а во-вторых, даже при незначительной механической перегрузке или воздействии на провод арматура разрушается, причем на нескольких опорах разом.

Производители СИП в России пошли дальше, разработали дополнительно свои системы и производят **СИП-1А** - аналог системы с изолированным нулем (Torsada), но с изоляцией из термопластичного полиэтилена и **СИП-2** - аналог системы с «голым» нулем (АМКА), но с изоляцией из силанольно-сшитого полиэтилена.

Если расположить указанные системы в порядке возрастания цены, то получится следующий ряд: **СИП-1**, **СИП-1А**, **СИП-2** и наконец **СИП-2А**. Проанализировав прайс-листы некоторых производителей, можно сделать вывод, что разница между самыми дешевыми в этом ряду, т.е. СИП-1, и самыми дорогими - СИП-2А составляет около 30%.

Рассмотрим системы СИП-4 и СИП-5. Возможны случаи, когда нулевой провод обязательно должен быть изолированным. Например, при невозможности осуществить заземление линии на опорах (солончаковые грунты). В этом случае существует более надежная система, не ухудшающая механическую прочность. Она известна в России как «шведская», или Алус, или **ЕХ**, или **Four Core**. Система является наиболее перспективной и прогрессивной. По российской терминологии это СИП-4, СИП-5 или четырехпроводная система (СИП-3 рассчитаны на рабочее напряжение до 20 кВ). В ней отсутствует несущий провод, а подвеска осуществляется за все проводники одновременно. Прочность провода определяется сложением прочности всех проводов с уменьшающим коэффициентом. Для сравнения: провод 4х50 имеет прочность около 28 кН, что почти в 1,5 раза прочнее, чем 3х50+70. Эти характеристики провода даны в случае его исполнения из алюминия, при этом нагрузка на изоляцию остается достаточно низкой. В системе, принятой в Англии, все жилы выполняются из алюминия-

вого сплава. Правда, целесообразность этого сомнительна из-за возможных механических проблем с изоляцией. Конечно, применяя соответствующую подвесную арматуру, можно обойти и эти проблемы.

Такой подход позволяет применять даже абонентский провод 2х16, 4х16, 2х25 или 4х25 на достаточно большие расстояния между опорами, но в этом случае выдвигаются более жесткие требования к подвесной арматуре.

СИП-4 и СИП-5 не только наиболее надежны, но и экономически выгодны. Цена на такие провода до 30 % ниже стоимости аналогично выбранных по сечению с несущим нулевым проводом. Дело в том, что для изготовления проводов этих систем не требуется специального достаточно дорогостоящего процесса переработки сплава. Такой провод не может быть дорогим, и, как ни странно, низкая цена достигается не ухудшением качества (его характеристики, наоборот, значительно лучше, чем в системе с несущим тросом), а лишь применением прогрессивной системы подвески.

Различия между проводами СИП-4 и СИП-5 такие же, как и между СИП-1(1А) и СИП-2(2А), то есть в изоляции **СИП-4** применяется термопластичный светостабилизированный полиэтилен, а в **СИП-5** - силанольноспшитый светостабилизированный полиэтилен с соответствующими термическими характеристиками. Выбор типа изоляции, как и ранее, остается за потребителем (цена/технические параметры). Такой провод уже имеет производственно-техническую российскую документацию, и сейчас ведется работа по изданию проектно-технической документации, при этом есть также большой опыт его производства на Севкабеле для зарубежного потребителя.

Многолетний опыт строительства и эксплуатации воздушных линий 0,4-1 кВ в России показывает преимущества линий с изолированными и защищенными изоляцией проводами по сравнению с традиционными - «голыми» проводами:

- 1) недостаточная надежность распределительных сетей с «голыми» проводами;
- 2) необходимость постоянной разработки мероприятий по повышению надежности и уменьшению количества аварийных отключений на линиях с «голыми» проводами;
- 3) высокие трудозатраты и эксплуатационные расходы на линиях с «голыми» проводами.

II. КЛАССИФИКАЦИЯ И ХАРАКТЕРИСТИКА САМОНЕСУЩИХ ИЗОЛИРОВАННЫХ ПРОВОДОВ (СИП)

Самонесущие изолированные провода подразделяются на **магистральные и распределительные**.

2.1. Магистральные СИП

Магистральные СИП состоят из четырех скрученных при изготовлении изолированных проводов: по одному на каждую из трех фаз и один нейтральный несущий. Скрутка жил имеет правое направление. Нередко к связке добавляется один или два изолированных алюминиевых провода для освещения общественных мест (сечением в 16 или 25 мм²).

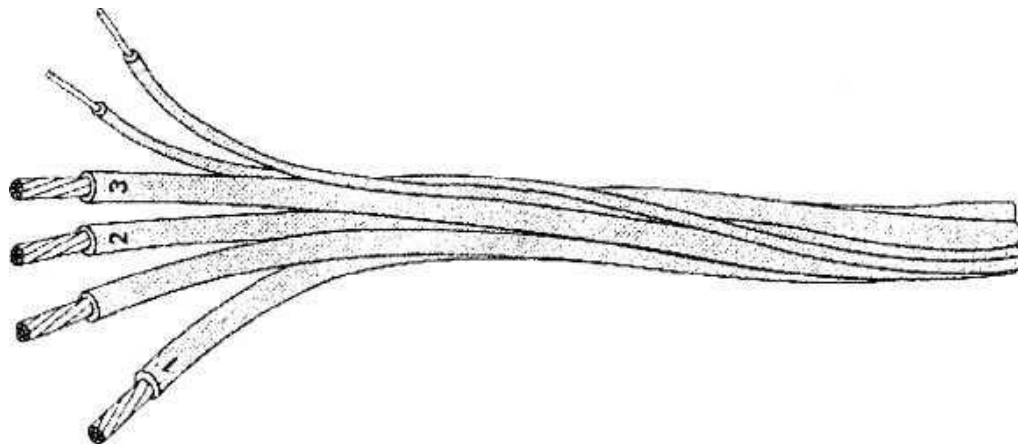


Рисунок 1 – Схема магистрального СИП.

Несущий нулевой трос. Жила - круглая, скрученная из алюминиевого сплава АВЕ, диаметром 70 или 54,6 мм²; изоляция - светостабилизированный силанольсшиваемый полиэтилен, экструдированный в черный цвет.

Характеристики несущего троса 54,6 мм². Номинальное сечение - 54,6 мм² (7 проволок по 3,15 мм); диаметр жилы - 9,2 мм; диаметр изоляции - минимальный 12,4 мм, максимальный 12,8 мм; минимальное сопротивление на разрыв - 16,6 кН; модуль упругости - 62000 МПа; коэффициент линейного расширения - 23×10^{-6} ; линейное сопротивление - 0,630 Ом/км.

Характеристики несущего троса 70 мм². Номинальное сечение - 70 мм² (7 проволок по 3,45 мм); диаметр жилы — 9,7 мм; диаметр изоляции - минимальный 13,0 мм, максимальный 13,2 мм; минимальное сопротивление на разрыв - 20,5 кН; модуль упругости - 62000 МПа; коэффициент линейного расширения - 23×10^{-6} ; линейное сопротивление - 0,500 Ом/км

Фазовые проводники и проводники уличного освещения. Жила - алюминиевая, круглая, многопроволочная уплотненная. Направление скрутки верхнего повива-правое. Изоляция - сшитый полиэтилен, экструдированный в черный цвет. Маркировка - цифры или цветные полосы или продольно выпрессованные риски.

Таблица 2.1

Технические характеристики магистральных СИП

№	СИП2А Площадь сечения жилы, мм ²	Диаметр в мм (минимальный)					Масса жгута кг/км	Линейное сопротивл. при 20°С, Ом/км		Сила тока в рабочем ре- жиме, А	
		Жилы		Жилы с изо- ляцией		Жгута					
		Фазов. провод	Провод освещ.	Фазов. провод	Провод освещ.			Фазов. провод	Провод освещ.		
1	3×25+54.6	5,9	-	8.7	-	24	531	1,200	-	112	-
2	3×25+54.6+16	5.9	4,85	8,7	7,45	25	600	1,200	1.910	112	83
3	3×25+54.6+ 2×16	5,9	4,85	8.7	7,45	26,5	670	1,200	1.910	112	83
4	3×35+54.6	6.9	-	10,1	-	24,6	641	0.868	-	138	-
5	3×35+54,6+16	6,9	4,85	10,1	7,45	25,5	710	0,868	1.910	138	83
6	3×35+54.6+ 2×16	6.9	4,85	10,1	7,45	26,5	779	0,868	1.910	138	83
7	3×50+54.6	8,1	-	11,3	-	27	770	0,641	-	165	-
8	3×50+54,6+16	8,1	4,85	11,3	7,45	28,5	839	0,641	1.910	165	83
9	3×50+54.6+ 2×16	8,1	4,85	11,3	7,45	30	907	0,641	1.910	165	83
10	3×70+54.6	9,7	-	13,3	-	30	985	0,443	-	180	-
11	3×70+54,6+16	9,7	4,85	13,3	7,45	32,2	1054	0,443	1.910	180	83
12	3×70+54.6+	9,7	4,85	13,3	7,45	33	1122	0,443	1.910	180	83

2.2. Распределительные СИП

Распределительные СИП состоят из 2-х или 4-х скрученных при изготовлении изолированных алюминиевых проводов сечением 16 или 25 мм². Распределительные провода не содержат несущего провода и могут обслуживать одного или нескольких отдельных потребителей, они могут так же использоваться на коротких участках в качестве магистрали для освещения общественных мест; указанные провода относятся к самонесущему типу.

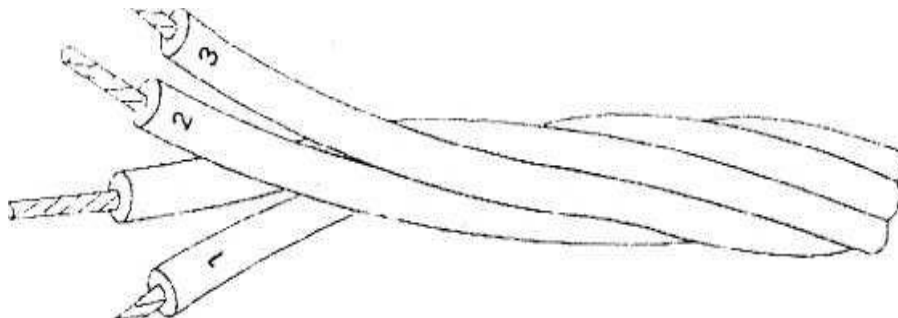


Рисунок 2 – Схема распределительного СИП.

Проводник фазный. Жила - алюминиевая, круглая, многопроволочная уплотненная. Изоляция - экструдированный в черный цвет светостабилизированный силанольсшиваемый полиэтилен. Маркировка - цифры или цветные полосы или продольно выпрессованные риски.