МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

АКЦИОНЕРНАЯ КОМПАНИЯ "ТРАНСНЕФТЬ"

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ ТРАНСПОРТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

СОГЛАСОВАНО
Госгортехнадзором РФ
18 сентября 1996 г.
№10-03/359

УТВЕРЖДЕНО
Акционерной компанией
"Транснефть"
27 декабря 1996 г.

ПОЛОЖЕНИЕ О СИСТЕМЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

РД 153-39ТН-009-96
(в 2-х частях)

ЧАСТЬ I

Уфа 1997

УДК 621.31

Руководящий документ. Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов. - Уфа, ИПТЭР, 1997.

Настоящее Положение устанавливает основные принципы планирования, организации и проведения технического обслуживания и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов.

Руководящий документ разработан Институтом проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР) при участии специалистов АК "Транснефть" и предназначен для инженерно-технических и руководящих работников предприятий АО магистральных нефтепроводов, а также служб, занимающихся техническим обслуживанием и ремонтом электроустановок.

Разработчики: Абдрашитова Г.В., Автахов Н.М., Акбердин А.М., Аленина Л.И., Бажайкин С.Г., Белов А.И., Битаева Р.Р., Вишневская Т.Н., Воробьева Т.Д., Гумеров А.Г., Гумеров Р.С., Русов Е.В., Сулейманов М.К., Трапезникова И.Б., Чибирева А.В.

В разработке отдельных положений и редактировании документа принимали участие Миронов В.Д., Набиев М.Ф., Рогожинский В.Ф.

В оформлении документа принимали участие Батурина Л.В., Дмитриева Н.К., Иванова Н.А.

ISNB 5-900562-07-7

© Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), 1997.

Перепечатка, копирование и все другие виды размножения запрещены и преследуются законом Российской Федерации.

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

ПОЛОЖЕНИЕ О СИСТЕМЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

РД 153-39ТН-009-96

Вводится взамен
РД 39-16/17-0001-89

Срок введения 01.01.97 г.

Руководящий документ содержит основные требования по обеспечению надежной и экономичной эксплуатации, проведению технического обслуживания, диагностического контроля и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов на основе действующих нормативно-технических документов и с учетом результатов оценки фактического технического состояния.

Положение устанавливает типовые объемы работ по техническому обслуживанию и видам ремонта, периодичность и трудоемкость ремонтных работ и испытаний электроустановок; нормы резерва и расхода комплектующих изделий, запасных частей и материалов.

Положение предусматривает мероприятия по консервации, расконсервации и техническому обслуживанию электроустановок на законсервированных или временно выведенных из эксплуатации нефтеперекачивающих станциях.

При разработке РД использованы отдельные положения РД 39-16/17-0001-89 "Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок магистральных нефтепроводов", выпущенного институтом Гипровостокнефть, а также учтены рекомендации главных и ведущих специалистов АО магистральных нефтепроводов АК "Транснефть".

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1. Настоящее Положение устанавливает порядок организации технического обслуживания и ремонта электроустановок на действующих и временно не эксплуатируемых предприятиях АО магистральных нефтепроводов.

1.2. Положение разработано для электроустановок магистральных нефтепроводов, расположенных на нефтеперекачивающей станции или вне ее, но обслуживаемых персоналом данной станции.

1.3. Положение распространяется на электроустановки напряжением до 110 кВ: электрические машины (до 10 кВ); силовые трансформаторы и высоковольтные электрические аппараты; воздушные линии электропередачи; силовые кабельные линии (до 10 кВ); электрические аппараты (до 1000 В); конденсаторные установки; аккумуляторные батареи; электросварочное оборудование; устройства релейной защиты и автоматики; электроизмерительные приборы.

1.4. Положение направлено на повышение надежности и экономичности эксплуатации электроустановок за счет совершенствования структуры системы технического обслуживания и ремонта, внедрения элементов диагностического контроля, уменьшения времени работы с пониженными показателями работоспособности и экономичности.

1.5. Положение предусматривает проведение технического обслуживания, диагностического контроля и ремонта с учетом фактического технического состояния электроустановок, показателей надежности, условий эксплуатации, степени автоматизации и срока службы оборудования, требований нормативно-технической документации и законодательных актов.

1.6. Положение устанавливает:

планирование и организацию работ по техническому обслуживанию и ремонту электроустановок;

порядок сбора и обработки информации по показателям надежности;

типовые объемы работ по техническому обслуживанию и ре-

монту;

нормы трудоемкости ремонтных работ;

виды и периодичность диагностических контролей (проверок) технического обслуживания и ремонта;

нормы резерва и расхода комплектующих изделий, запасных частей и материалов;

основные требования по обеспечению работоспособности электроустановок на временно выведенных из эксплуатации или законсервированных НПС.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ И ПЛАНИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

2.1. Основные термины и определения

2.1.1. Система технического обслуживания и ремонта (система ТОР) электроустановок - это совокупность взаимосвязанных средств, документации и технологии технического обслуживания, диагностирования, ремонта и исполнителей, необходимых для поддержания и восстановления работоспособности электроустановок, входящих в эту систему.

2.1.2. Нефтеперекачивающая станция (НПС) - комплекс оборудования, сооружений и установок, предназначенных для обеспечения транспортирования нефти по магистральному нефтепроводу (МН) от поставщиков к потребителям. НПС является структурным подразделением районного управления магистральных нефтепроводов (РУМН) или районного нефтепроводного управления (РНУ) (далее по тексту РНУ).

2.1.3. Электроустановка - комплекс взаимосвязанного оборудования и сооружений, предназначенный для производства, преобразования, передачи, распределения, накопления или потребления электроэнергии.

2.1.4. Электроустановка действующая - электроустановка или ее участок, которые находятся под напряжением либо на которые напряжение может быть подано включением коммутационных аппаратов.

2.1.5. Эксплуатация - стадия жизненного цикла электроустановок, на которой реализуется, поддерживается или восстанавливается ее качество.

2.1.6. Техническое состояние - совокупность подверженных изменению в процессе эксплуатации или хранении свойств электроустановок, характеризуемых в определенный момент времени признаками, установленными технической, эксплуатационной документацией или определенными в результате диагностирования.

2.1.7. Работоспособное состояние (работоспособность) - состояние оборудования, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической (эксплуатационной) и (или) конструкторской (проектной) документации и других нормативных актов.

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

2.1.9. Техническое обслуживание (ТО) - комплекс операций по поддержанию работоспособности электроустановок в процессе эксплуатации, при ожидании (если оборудование в резерве) и хранении.

В ТО включаются следующие работы:

систематическое наблюдение (осмотр), контроль за режимом работы и нагрузкой электроустановок;

поддержание в исправном (или только в работоспособном) состоянии электроустановок и наблюдение за ними (осмотр);

очистка, смазка, регулировка и подтяжка разъемных соединений, замена отдельных составных частей (быстроизнашивающихся

деталей) в целях предупреждения повреждения и прогрессирующего износа, а также устранение мелких неисправностей.

В объеме ТО могут выполняться работы по оценке технического состояния электроустановок для уточнения сроков и объемов последующих обслуживаний и ремонтов.

Техническое обслуживание электроустановок в зависимости от периодичности, назначения и содержания подразделяется на периодическое и сезонное.

2.1.10. Периодическое техническое обслуживание (далее по тексту техническое обслуживание) - техническое обслуживание, выполняемое через установленные в эксплуатационной документации значения наработки или интервалы времени.

2.1.11. Сезонное техническое обслуживание - техническое обслуживание, выполняемое для подготовки электроустановок к использованию в осенне-зимних или весенне-летних условиях.

Для электроустановок, расположенных вне помещений (открытые подстанции, электропривод запорной арматуры и т.п.) вместо сезонного технического обслуживания может проводиться текущий ремонт, целесообразность которого устанавливается в зависимости от их технического состояния.

2.1.12. Ремонт - комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности и восстановлению ресурсов электроустановок или их составных частей, обеспечивающий эксплуатацию с заданной надежностью и экономичностью в периоды между ремонтами и диагностическими контролями.

2.1.13. Плановый ремонт (плановый, предупредительный, профилактический) - ремонт, постановка на который осуществляется в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, и проводится в плановом порядке до появления неисправностей или отказов.

2.1.14. Текущий ремонт (Т) - ремонт, выполняемый в процессе эксплуатации для обеспечения работоспособности электроустановок и состоящий в замене и (или) восстановлении отдельных частей, и их регулировке.

2.1.15. Капитальный ремонт (К) - ремонт, выполняемый для восстановления исправности, и полного или близкого к полному восстановлению ресурса электроустановок с заменой или восстановлением любых его частей, включая базовые, и их регулировкой.

2.1.16. Ремонт по техническому состоянию - ремонт, при котором контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленными в нормативно-технической документации, а объем и момент начала ремонта определяется текущим техническим состоянием электроустановок (по результатам диагностического контроля (ДК), данными о надежности оборудования или его составных частей).

2.1.17. Регламентная остановка - остановка работы оборудования для проведения технического обслуживания, диагностических и ремонтных работ, регламентированных действующими нормативно-техническими документами (паспортами, ТУ, ГОСТ, РД и т.п.).

2.1.18. Диагностирование - процесс определения технического состояния электроустановок с помощью технических средств для поиска дефекта, оценки работоспособности и прогнозирования изменения их технического состояния.

2.1.19. Оперативный диагностический контроль - контроль технического состояния электроустановок и значений эксплуатационных параметров электроустановок в данный момент времени и в динамике.

2.1.20. Плановый диагностический контроль - контроль в плановом порядке технического состояния электроустановок по параметрам, позволяющим оценить техническое состояние электроустановок и составить прогноз их работоспособности, определить наработку до ремонта или до следующего диагностического контроля, объем и вид ремонта.

2.1.21. Неплановый диагностический контроль - контроль технического состояния электроустановок, проводимый при резком изменении значений постоянно контролируемых параметров (или в случае, когда по результатам оперативного контроля выносится решение о предполагаемом развитии дефекта).

2.1.22. Типовые объемы работ, проводимых при ТО, диагностических контролях и ремонтах приведены в последующих разделах настоящего Положения.

2.1.23. Периодичность технического обслуживания (диагностического контроля, ремонта) - интервал времени или наработка между данным видом технического обслуживания (диагностического контроля, ремонта) и последующим таким же видом или другим большей сложности.

Под видом технического обслуживания (диагностического контроля, ремонта) понимают техническое обслуживание (диагностический контроль, ремонт), выделяемое (выделяемый) по одному из признаков: этапу существования, периодичности, объему работ, условиям эксплуатации, регламентации и т.д.

2.1.24. Ремонтный цикл (цикл технического обслуживания) - наименьший повторяющийся интервал времени или наработка электроустановок, в течение которого выполняются в определенной последовательности в соответствии с требованиями нормативно-технической или эксплуатационной документации все установленные виды ремонта (периодического технического обслуживания).

2.1.25. Наработка - суммарная продолжительность или объем работы (количество пусков, включений и пр.) оборудования.

2.1.26. Трудоемкость технического обслуживания (диагностического контроля, ремонта, испытания) - трудозатраты на проведение одного технического обслуживания (диагностического контроля, ремонта, испытания) данного вида.

2.1.27. Запасная часть (запчасть) - составная часть оборудования, предназначенная для замены находившейся в эксплуатации такой же части с целью поддержания или восстановления работоспособности оборудования.

2.1.28. Обменный фонд - запас нового или заранее отремонтированного оборудования и его запасных частей, находящийся на специально выделенных базах хранения и распределяемый базой производственного обслуживания (БПО) для оперативного проведения ремонтных работ по восстановлению работоспособности оборудования НПС.

7.1.29. Консервация - осуществление временной противокоррозионной защиты металлов и изделий по установленной технологии.

2.2. Организация работ по техническому обслуживанию, диагностированию и ремонту электроустановок

2.2.1. Техническое обслуживание, диагностирование и ремонт электроустановок магистральных нефтепроводов должны проводиться в соответствии с требованиями "Правил эксплуатации электроустановок потребителей" (ПЭЭП) /1/; "Правил устройств электроустановок" (ПУЭ) /2/; "Правил технической эксплуатации магистральных нефтепроводов" /3/; "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей" (ПТБ) /4/; "Правил безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов" /5/; "Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности" /6/; РД 16.407-95" Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт" /7/; "Правил пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов" /8/; законодательных актов Госгортехнадзора РФ, Главгосэнергонадзора РФ; инструкций по эксплуатации конкретного типа электроустановок и настоящего Положения.

2.2.2. Ответственность за выполнение требований действующих нормативно-технических документов, правильную и безопасную эксплуатацию электроустановок, своевременное и качественное выполнение работ по техническому обслуживанию, диагностированию и ремонту электроустановок несут руководители предприятий и ответственные за электрохозяйство АО МН (РНУ, НПС).

2.2.3. Руководство АО МН обязано назначить ответственного за электрохозяйство АО МН и структурных подразделений.

Ответственный за электрохозяйство – лицо, непосредственно отвечающее за организацию эксплуатации и ремонта электроустановок, как правило, главный энергетик, инженер-энергетик или назначенный инженерно-технический работник, отвечающий требованиям ПЭЭП.

Если ответственный за электрохозяйство структурного подразделения (РНУ, НПС) не назначен, то ответственность за организацию эксплуатации и ремонта электроустановок в этом подразделении, независимо от его территориального расположения, несет ответственный за электрохозяйство АО МН.

2.2.4. Руководство АО МН (РНУ, НПС) обязано принять меры по обеспечению службы эксплуатации и ремонта электроустановок нормативно-технической документацией, передвижными измерительными и испытательными установками (стендами), контрольно-измерительными приборами, средствами диагностирования, методиками и инструкциями, обеспечивающими надежную, безопасную эксплуатацию и ремонт электроустановок.

2.2.5. Руководство РНУ (АО МН) совместно со специалистами соответствующих служб обязано составить и утвердить в установленном порядке должностные инструкции, определяющие круг обязанностей персонала РНУ (НПС) при эксплуатации, техническом обслуживании, диагностировании и ремонте электроустановок, а также действия персонала РНУ (НПС) во время аварийных и нештатных ситуаций.

2.2.6. Управление технологическим процессом перекачки нефти осуществляется из диспетчерского пункта АО МН, районного диспетчерского пункта (РДП) и местного диспетчерского пункта (МДП). Контроль эксплуатационных параметров и исправного состояния электроустановок осуществляется автоматизированными системами управления технологическим процессом (АСУ ТП), а также персоналом НПС.

2.2.7. Персонал НПС и линейно-производственных диспетчерских станций (ЛПДС, далее по тексту НПС) подразделяется на следующие категории:

оперативный (дежурный) персонал (оператор, дежурный механик, дежурный электрик или электромонтер, слесарь по обслуживанию механо-технологического оборудования, слесарь КИПиА и пр.);

оперативно-ремонтный или эксплуатационно-ремонтный персонал (далее по тексту оперативно-ремонтный).

2.2.8. Оперативный (дежурный) персонал осуществляет технические осмотры электроустановок, контролирует параметры работы оборудования, фиксирует значения эксплуатационных параметров в журнале и проверяет регистрацию их в системе АСУ ТП в соответствии с должностными инструкциями; проводит оперативные переключения согласно утвержденным технологическим картам и указаниям диспетчера РДП.

По показаниям контрольно-измерительных приборов (при достижении предельных допустимых значений) и в соответствии с результатами технического обслуживания, осмотра и оперативного контроля оперативный (дежурный) персонал информирует ответственного за электрохозяйство и старшего инженера НПС (главного инженера НПС зам.начальника НПС, зам.начальника по технической части и т.д., далее по тексту старшего инженера НПС) о необходимости проведения диагностического контроля.

При выходе значений параметров работы электроустановок за допустимые пределы оперативный персонал контролирует и при необходимости осуществляет аварийный вывод оборудования из эксплуатации или переключения неисправного оборудования на резервное, о чем делает запись в журнале и извещает диспетчера РНУ и руководство НПС.

2.2.9. Оперативно-ремонтный персонал НПС проводит техническое обслуживание и диагностический контроль технического состояния оборудования; восстановительные работы в случаях отказа оборудования; подготовку оборудования и рабочих мест для ремонтного персонала БПО (ЦБПО) или специализированных ремонтных предприятий; привлекается к проведению ремонта.

2.2.10. Система технического обслуживания и ремонта с учетом фактического технического состояния основывается на проведении профилактических, восстановительных, ремонтных и диагностических работ через интервалы времени (или через число пусков, включений), определенные по нормативно-технической документации с учетом фактических показателей надежности, результатов предыдущих диагностических контролей и оценки работоспособного состоя-

ния, а также срока службы данного вида оборудования.

2.2.11. Оперативный, оперативно-ремонтный персонал и инженерно-технические работники (ИТР) осуществляют контроль технического состояния электроустановок (таблица 2.1), с учетом оперативной ситуации и местных инструкций.

Таблица 2.1 Периодичность контроля технического состояния и осмотра электроустановок

Наименование объекта	Должность	Периодичность
Электродвигатели магистральных и подпорных насосных агрегатов и запорная арматура	Оперативный персонал	Через 2 часа (2 раза в смену - для запорной арматуры)
	Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в сутки
	Старший инженер	Через 2 дня
	Начальник НПС	1 раз в неделю
Электроустановки технологических и вспомогательных систем, автоматического пожаротушения и противопожарных средств, системы вентиляции	Оперативный персонал	1 раз в смену
	Ответственный за электрохозяйство НПС	Через день
	Старший инженер	Через 2 дня
	Начальник НПС	1 раз в неделю
Открытое распределительное устройство 35-110 кВ	Оперативный персонал	1 раз в смену
	Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в неделю
	Начальник НПС	1 раз в месяц
ЗРУ, КРУ-10 кВ, КТП, ТП	Оперативный персонал	2 раза в смену
	Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в смену
	Начальник НПС	1 раз в месяц

Продолжение таблицы 2.1

Наименование объекта	Должность	Периодичность
Электроустановки котельных, тепловых сетей	Оперативный персонал котельной	2 раза в смену (при эксплуатации)
	Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в неделю
	Начальник НПС	1 раз в месяц
Воздушные линии электропередачи и устройства молниезащиты	Оперативно-ремонтный персонал	1 раз в месяц (для НПС), 1 раз в 6 месяцев (для трассы)
	Ответственный за электрохозяйство	2 раза в год (для НПС), 1 раз в год (для трассы)
Кабельные линии	Оперативный персонал	1 раз в месяц
	Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в 3 месяца
Аккумуляторные батареи	Оперативный персонал	1 раз в смену
	Специально выделенное лицо (аккумуляторщик)	2 раза в месяц
	Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в месяц
Конденсаторные установки	Оперативный персонал	1 раз в смену
	Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в 2 недели
Электросварочное оборудование	Оперативно-ремонтный персонал	1 раз в месяц
	Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в 3 месяца

Окончание таблицы 2.1

Наименование объекта	Должность	Периодичность
Устройства релейной защиты и автоматики (РЗА)	Оперативный персонал	1 раз в смену
	Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в месяц
	Старший инженер службы РЗА	2 раза в год
Устройство заземления и молниезащиты электроустановок	Оперативный персонал	1 раз в сутки
	Ответственный за электрохозяйство	1 раз в неделю
Здания и сооружения с размещенными в них электроустановками	Оперативный персонал	1 раз в сутки
	Ответственный за электрохозяйство НПС	1 раз в неделю
	Старший инженер	1 раз в 2 недели
	Начальник НПС	1 раз в месяц

2.2.12. Для системы ТОР по техническому состоянию обязательными являются:

проведение диагностических контролей (обследований) с оценкой работоспособности оборудования и прогнозированием срока дальнейшей эксплуатации;

выполнение ремонтных работ по результатам диагностических обследований;

ведение нормативной, исполнительной, оперативной (эксплуатационной) баз данных и документации, формирование периодических сводок по наработке оборудования, ведение базы данных отказов, хранение на магнитных носителях документации по организации и выполнению ремонтных работ на уровнях РНУ, АО МН в составе разрабатываемой и внедряемой на предприятиях АК "Транснефть" системы СКУТОР или ей подобной.

Выполнение приведенных условий является обязательным в первую очередь для того оборудования и систем НПС, которые по условиям безопасности не могут быть допущены к эксплуатации до отказа, *а по экономическим критериям – к эксплуатации до ремонта.*

2.2.13. Виды диагностического контроля, ТО и ремонта электроустановок по системе ТОР с учетом технического состояния рекомендуется определять по таблице 2.2.

Таблица 2.2 Виды диагностического контроля, ТО и ремонта электроустановок

Наименование оборудования	Диагностический контроль		ТО		Виды ремонта				Примечание
					плановый		по техническому состоянию		
	оперативный	плановый	периодическое	сезонное	Т	К	Т	К	
Электродвигатели насосов	+	+	+				+	+	
Электроприводы задвижек НПС	+	+	+		+	+			
Воздушные линии электропередач		+	+	+	+			+	
Силовые кабели (0,4-10) кВ			+	+	+			+	
Трансформаторы силовые	+	+	+	+	+			+	
Трансформаторы напряжения и тока			+		+	+			
Выключатели: масляные	+	+	+	+	+	+			
воздушные		+	+		+			+	

Окончание таблицы 2.2

Наименование оборудования	Диагностический контроль		ТО		Виды ремонта				Примечание
					плановый		по техническому состоянию		
	оперативный	плановый	периодическое	сезонное	Т	К	Т	К	
Разъединители, отделители, короткозамыкатели, разрядники, предохранители			+		+	+			Совмещать с присоединенным оборудованием
Электрические аппараты напряжением до 1000 В	+		+	+	+			+	
Конденсаторные установки	+		+		+			+	
Аккумуляторные батареи	+	+	+				+	+	
Электросварочное оборудование			+		+			+	
Устройства РЗА	+		+						

Примечания

1. Сохранение работоспособности электроустановок, временно выведенных из эксплуатации НПС без выполнения работ по консервации обеспечивается осмотром и ТО, согласно графика ТОР и настоящего Положения.

2. Для неуказанных в таблице электроустановок производится планово-предупредительный ремонт, если виды ремонта не определены другими нормативными документами.

3. Если периодичность ремонтов по техническому состоянию превышает соответствующее значение межремонтной наработки, указанное в документации на данный вид электроустановки, то выполняются плановые ремонты согласно действующей документации.

2.2.14. Работы, проводимые при техническом обслуживании, диагностировании, ремонте и замене электроустановок нефтеперекачивающих станций выполняются:

специализированными подразделениями РНУ (АО МН) - выездными ремонтными бригадами (ВРБ) центральной базы производственного обслуживания (ЦБПО) или БПО;

оперативно-ремонтным персоналом НПС (в зависимости от объема ремонтных работ, оперативности их выполнения, наличия и загруженности ВРБ);

сторонними организациями, имеющими лицензию и допуск к ремонтным работам и диагностированию технического состояния электроустановок предприятий магистральных нефтепроводов.

2.2.15. Анализ изменения контролируемых параметров осуществляется ответственным за электрохозяйство РНУ с использованием сведений о номенклатуре, параметрам работы оборудования и базы данных (в т. ч. системы СКУТОР).

2.2.16. Исполнителями планового и непланового диагностического контроля являются бригада диагностики (с соответствующей диагностической аппаратурой) БПО или опытно-эксплуатационного участка АО МН, оперативно-ремонтный персонал НПС, имеющий допуск к работе со средствами диагностирования.

2.2.17. Необходимость проведения непланового контроля определяет ответственный за электрохозяйство НПС совместно с оперативным персоналом после оповещения диспетчера РДП и анализа резкого изменения контролируемых параметров с учетом возможных изменений режимов перекачки.

2.2.18. Ремонт по фактическому техническому состоянию проводится с учетом результатов планового или непланового диагностического контроля и может выполняться по типовому объему работ текущего или капитального ремонтов.

2.2.19. Регламентная остановка проводится независимо от результатов последнего диагностического контроля для оборудования, у которого подошел срок регламентных работ (ремонтов, межремонтных испытаний, измерений и других работ, оговоренных в норматив-

ных документах).

2.2.20. Старший инженер и ответственный за электрохозяйство НПС обязаны обеспечить условия для проведения диагностирования электроустановок, определенного планом диагностических контролей (по графику ТОР), подготовить ремонтный персонал или вызвать бригаду диагностики из РНУ.

Результатом работы бригады диагностики должно быть решение о работоспособности или неработоспособности диагностируемых электроустановок.

2.2.21. В случае принятия решения о работоспособности электроустановок бригада диагностики должна дать прогноз о предполагаемом времени работы оборудования без отказа или времени следующего диагностического контроля, довести его до сведения ответственного за электрохозяйство НПС, оформить акт о результатах диагностического контроля.

2.2.22. В случае принятия решения о неработоспособности электроустановок бригада диагностики должна указать предполагаемые дефекты и причины неработоспособного состояния и совместно с ответственным за электрохозяйство НПС определить объем ремонта.

Ответственный за электрохозяйство НПС должен принять соответствующие меры по восстановлению работоспособности электроустановок или его замене.

2.2.23. Определение сложности и трудоемкости ремонта осуществляется после проведения диагностического контроля и принятия решения о выводе электроустановок в ремонт. Вид ремонта (текущий или капитальный) устанавливается по объему работ, а не по периодичности.

2.2.24. Если в объеме ремонта предусматривается разборка оборудования, то бригадой диагностики проводится также контроль тех параметров, оценка которых возможна только при разборке, с последующей коррекцией объема ремонта.

2.2.25. При наличии резервного работоспособного оборудования срок ремонта допускается переносить по согласованию с соответствующими службами. Ответственность за перенос срока ремонта

несет старший инженер НПС, ответственный за электрохозяйство НПС и РНУ.

2.2.26. При достижении электроустановками срока регламентной остановки ответственный за электрохозяйство НПС обязан по согласованию с руководством РНУ и БПО вывести данное оборудование из работы и передать его исполнителям для проведения диагностических и ремонтных работ.

2.2.27. Ответственность за выполнение оперативного контроля электроустановок, измерение диагностируемых параметров и их обработку, решение задач прогнозирования, сбора данных по отказам и наработкам оборудования, учет издержек на восстановление работоспособности и диагностирование, взаимодействие со службами РНУ и БПО, реализацию технических решений несут старший инженер и ответственный за электрохозяйство НПС.

2.2.28. Ответственность за организацию, своевременность проведения, качество технического обслуживания, диагностических контролей и ремонта электроустановок несут ответственный за электрохозяйство НПС, начальники соответствующих служб НПС, БПО и главные специалисты РНУ.

Общий контроль за выполнением ТОР электроустановок на предприятиях магистральных нефтепроводов осуществляют главные энергетики АО МН или другие лица, определенные должностными инструкциями.

2.2.29. Объем работ при проведении плановых диагностических контролей равен сумме объемов работ по определению каждого диагностируемого параметра, с учетом вида применяемых средств диагностирования и объема работ при проведении текущего ремонта.

2.2.30. Типовые объемы работ при ТО, ремонтах, характерные для соответствующих видов электроустановок представлены в последующих разделах данного Положения.

Типовые объемы работ составляются для планирования и определения объема ремонтных и диагностических работ, организации подготовительных работ и определения потребностей в материалах, инструментах и запасных частях, организации работы ремонтного

персонала и контроля за расходом средств. Типовые объемы работ могут уточняться ответственным за электрохозяйство РНУ в зависимости от технического состояния электроустановок.

2.2.31. Контролируемые параметры, необходимые для оценки работоспособного состояния оборудования, представлены в последующих разделах Положения.

В случаях, когда для оценки технического состояния оборудования не достаточно существующих контролируемых параметров, должны быть приняты меры по разработке дополнительных методик, инструкций оценки технического состояния.

2.2.32. С внедрением новых методов диагностирования объем контролируемых параметров должен пересматриваться и должны быть внесены коррективы в нормы трудоемкости плановых диагностических контролей.

2.2.33. Диагностирование технического состояния электроустановок основывается на сравнении базовых и фактических характеристик электроустановок, полученных за определенный период времени.

Базовыми характеристиками являются характеристики, полученные после монтажа новых (или подвергнутых капитальному ремонту) электроустановок.

Фактическими (текущими) характеристиками являются характеристики, получаемые в процессе эксплуатации электроустановок в данный период времени.

При переходе к техническому обслуживанию и ремонту с учетом фактического технического состояния прежде всего уточняются (а в отдельных случаях и определяются новые) базовые характеристики электроустановок.

2.3. Планирование работ по техническому обслуживанию, диагностическому контролю и ремонту

2.3.1. Для планирования и организации ремонта электроустановок составляются:

перспективные графики ремонта основного электрооборудования и ВЛ напряжением 35-110 кВ;

годовые графики ТОР и диагностических контролей (приложение А);

месячные (квартальные) графики ТОР и диагностических контролей.

Перспективный график ремонта разрабатывается на 5 лет ответственным за электрохозяйство АО МН для определения и размещения объемов ремонтных работ и служит основанием для планирования трудовых, материальных и финансовых ресурсов по годам планируемого периода.

2.3.2. Годовой график составляется на все виды ремонта оборудования за два месяца до окончания текущего календарного года ответственным за электрохозяйство НПС, согласовывается со смежными службами, БПО и специализированными подрядными организациями, визируется руководством НПС, главными специалистами БПО и утверждается ответственным за электрохозяйство РНУ. График ТОР электроустановок, отключение которых приводит к изменению объемов перекачки нефти или условий передачи электроэнергии, утверждается главным инженером АО МН (РНУ).

2.3.3. Месячные (квартальные) графики составляются на основании утвержденных годовых графиков ТОР и диагностических контролей с учетом заявок на неплановые диагностические контроли, совмещаются с графиком осмотра и контроля (таблица 2.1) и утверждаются ответственным за электрохозяйство НПС.

2.3.4. Исходными данными для составления графика ТОР и диагностического контроля электроустановок являются: данные о показателях надежности (в первую очередь наработка на отказ за последние два года), режимах и условиях эксплуатации; показатели надежности; сведения о выполнении ранее предусмотренных диагностических контролей, ТО, ремонтов и испытаний; информация о наработке с начала эксплуатации и фактически отработанном с момента последнего ремонта времени, а также количестве включений (пусков).

При планировании следует учитывать обеспеченность материальными и финансовыми ресурсами, оснащенность контрольно-измерительными приборами и диагностической аппаратурой.

В течение года график может корректироваться на основании фактически выполненного объема работ с учетом объема неплановых работ. Измененный график должен быть утвержден ответственным за электрохозяйство РНУ (АО МН).

2.4. Нормы трудоемкости

2.4.1. Трудоемкость ремонта определяется трудозатратами на проведение одного ремонта (текущего или капитального) в пределах типового объема работ для определенного вида электроустановок с учетом мощности, напряжения, конструктивного исполнения и назначения.

2.4.2. Нормами трудоемкости, приведенными в последующих разделах настоящего Положения кроме основных работ, перечисленных в типовых объемах работ, учтено время на:

подготовительно-заключительные работы;

отдых и личные надобности (приложение Б, таблица Б.1);

обслуживание рабочего места;

переходы исполнителей в пределах рабочей зоны, связанные с подготовкой, организацией рабочего места и завершением работ;

перемещение инструмента, материалов, запасных частей, испытательной аппаратуры, приспособлений и механизмов в пределах рабочей зоны.

2.4.3. Время на подготовительно-заключительные работы состоит из затрат рабочего времени на получение задания и ознакомление с ним; производственный инструктаж о порядке и объемах выполняемых работ; ознакомление с технологией производства работ, со схемами, чертежами, инструкциями и другой технической документацией; получение инструмента, оснастки, приспособлений, их установку и снятие после выполнения задания; подготовку к работе необходимых приборов, материалов, запасных частей и сдачу их после работы;

протирку и смазку механизмов, приспособлений, заправку и заточку инструмента в процессе работы; подключение механизированного инструмента и приспособлений к стационарным энергетическим и пневмо-гидравлическим разводкам в пределах рабочей зоны; заземление механизмов; выполнение организационно-технических мероприятий по технике безопасности, а также:

при ремонте электродвигателей - на подвод воды, воздуха, ацетилена, кислорода к рабочему месту в пределах рабочей зоны. Нормами предусматривается участие ремонтного персонала в испытаниях при укладке секций в статор, тепловых испытаниях активной стали статора и опробования электродвигателя на холостом ходу;

при ремонте трансформаторов и аппаратов высокого и низкого напряжения - на проверку отсутствия напряжения, сборку изолирующей штанги, наложение заземления; прогонку резьбы крепежных изделий (до 10% от общего количества); подводку воздуха, ацетилена, кислорода в пределах рабочей зоны;

при ремонте воздушных и кабельных линий электропередачи - на подготовку рабочего места (проверку указателя напряжения, подготовку переносного заземления, проверку снаряжения монтеров и др.);

при техническом обслуживании устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) - на отключение вторичной коммутации при выводе сложных устройств РЗА из работы и принятие мер против возможности воздействия проверяемого устройства на другие устройства, сборку и разборку схем для проверок устройств РЗА; телефонные разговоры, связанные с проверкой аппаратуры; оформление документации в процессе и после проверок устройств РЗА;

при испытаниях электроустановок с применением переносного испытательного оборудования или с использованием стационарных испытательных установок - на ознакомление с результатами предыдущих испытаний и измерений, браковочными нормативами; подбор и настройку испытательного оборудования, приборов, приспособлений и инструмента на месте производства работ; сборку и разборку схем, проверку правильности сборки схем и надежности рабо-

чих и защитных заземлений; на опробование схем испытаний и измерений; снятие рабочих и защитных заземлений, при необходимости;

при испытаниях электроустановок с применением передвижной испытательной установки (электротехнической лаборатории) кроме того - на определение, получение и погрузку необходимых дополнительных приборов, приспособлений и инструмента; их осмотр и проверку работоспособности на базе и на месте производс ва работ и перед сдачей на хранение; разгрузку на базе, сдачу на хранение.

2.4.4. Нормы не учитывают время на проведение следующих видов работ: изготовление и ремонт механизмов, приспособлений и инструмента постоянного и разового пользования силами бригады (звена); выполнение дополнительных работ, не предусмотренных технологией; оформление и закрытие наряда; исправление брака в работе; работу обслуживающего персонала и персонала высоковольтных лабораторий, наблюдающего, машиниста крана и инженерно-технических работников; переезды ремонтного персонала с одной НПС на другую, а также время доставки бригады ремонтников, аппаратуры и оборудования на объекты обслуживания и обратно; потери рабочего времени, вызванные недостатками в организации труда.

Кроме того, нормы не учитывают затраты времени:

при ремонте электродвигателей - на технологические перерывы при выполнении обмоточных работ (сушка, пропитка);

при ремонте трансформаторов и аппаратов высокого и низкого напряжения - на устройство и разборку подмостей, стремянок, настилов, конструкций для такелажных приспособлений, погрузку и разгрузку оборудования, доставку его на склад и со склада до рабочей зоны;

при ремонте воздушных и кабельных линий - на доставку элементов опор на место сборки и установки; доставку спецмеханизмов на трассу; переходы электромонтеров по трассе линий;

при техническом обслуживании устройств РЗА - на монтажные работы, исправление и калькировку схем; изготовление и ремонт приспособлений, инструмента и приборов;

при испытаниях электроустановок - на подготовку передвижной испытательной установки (электротехнической лаборатории) в соответствии с требованиями инструкции по ее эксплуатации; отключение и переключение переносного испытательного оборудования к внешнему стационарному или автономному источнику питания; выполнение расчетов, анализ результатов испытаний и измерений, оформление протоколов испытаний, заполнение журнала дефектов, вычерчивание диаграмм, схем и эскизов; ремонт испытательного оборудования, приборов, приспособлений и инструмента; перерывы в технологическом процессе; прогрев электроустановок для измерения характеристик изоляции.

2.4.5. Затраты времени на проезд ремонтного персонала, на погрузку и разгрузку инструментов учитываются отдельно согласно приложения Б (таблицы Б.2 и Б.3).

2.4.6. При производстве работ в зимних условиях на открытом воздухе и в необогреваемых помещениях к Нормам трудоемкости применяются усредненные поправочные коэффициенты (приложение Б, таблица Б.4) для соответствующих температурных зон (приложение Б, таблица Б.5).

При производстве работ в стесненных, неудобных или не приспособленных для ремонта местах (непосредственно в ячейках ЗРУ) Нормы трудоемкости определяются с коэффициентом - 1,1; на высоте от уровня пола более 1,5 м - 1,05; при температуре воздуха на рабочем месте выше 40 ^{0}С в помещениях ЗТП, РП - 1,2.

2.4.7. При введении к Нормам трудоемкости нескольких поправочных коэффициентов окончательная норма трудоемкости определяется произведением Нормы времени на все применяемые коэффициенты.

2.4.8. Выполнение ремонтов рабочими, квалификационные разряды которых не соответствуют разрядам, приведенным в Нормах, а также недостатки организационно-технического характера на отдельных предприятиях не могут служить основанием для каких-либо изменений Норм на эти работы.

2.4.9. До введения настоящих Норм трудоемкости необходимо выполнить организационно-технические мероприятия по производству работ в соответствии с требованиями настоящего раздела, нормативно-технической и проектной документации и осуществить производственный инструктаж рабочих.

2.4.10. С введением более прогрессивной технологии ремонта электроустановок указанные Нормы трудоемкости могут корректироваться. Нормы должны быть технически обоснованы и утверждены в установленном порядке.

2.4.11. Нормы трудоемкости предназначены для инженерно-технических работников при организации и планировании объемов ремонтных работ и технического обслуживания, а также для определения мощностей ремонтных баз и расчетов нормированных заданий ремонтным бригадам. При планировании трудоемкости ремонтов следует дополнительно учитывать средне-статистическую трудоемкость неплановых ремонтов.

2.5. Нормы резерва и расхода комплектующих изделий, запасных частей и материалов

2.5.1. Предприятия магистральных нефтепроводов должны располагать запасными частями, материалами и обменным фондом узлов оборудования для своевременного выполнения ремонтов.

Отделы главных энергетиков РНУ и службы, ответственные за эксплуатацию электроустановок должны вести учет наличия и расхода запасных частей, комплектующих изделий, принадлежностей и материалов. База данных должна корректироваться по мере использования и поступления новых изделий и материалов.

2.5.2. При хранении запасных частей, комплектующих изделий и материалов необходимо обеспечить их сохранность для использования по прямому назначению.

Оборудование, запасные части и материалы, сохранность которых нарушается под действием внешних атмосферных условий, следует хранить в закрытых складах.

2.5.3. Нормы резерва и расхода материалов, комплектующих изделий, запасных частей разработаны с учетом нормативов планово-предупредительного ремонта, справочной литературы и приведены в приложениях Р и С.

При этом запасными частями являются как крупные сборочные единицы (узлы), восстанавливаемые и используемые многократно, так и отдельные детали, работоспособность которых в случае возникновения отказа не подлежит восстановлению.

2.5.4. Необходимое количество запасных частей корректируется с учетом количества эксплуатируемого оборудования и времени его работы в течение года и критериев технического состояния электроустановок.

2.6. Подготовка к ремонту

2.6.1. Подготовка к ремонту электроустановок - это комплекс организационных, инженерно-технических мероприятий, а также мероприятий по материальной подготовке, которые должны обеспечить высокое качество ремонтных работ, выполнение их в установленные сроки с минимальными трудовыми и материальными затратами.

2.6.2. Организационная подготовка к ремонту включает:

ознакомление оперативно-ремонтного персонала с графиками ТОР и плановых диагностических контролей;

согласование с инженерно-технологическими службами и производственными цехами (подразделениями) конкретной даты и времени остановки электроустановок для вывода в ремонт;

обеспечение необходимыми механизмами, приспособлениями, инструментом, инвентарем;

выполнение мероприятий по технике безопасности и противопожарных мероприятий;

комплектацию специалистами и инструктаж ремонтных бригад.

2.6.3. Инженерно-техническая подготовка заключается в обеспечении ремонтной технической документацией и анализе технического состояния электроустановок с целью выполнения целенаправ-

ленного ремонта. Для этого подготавливаются схемы, чертежи элементов и узлов электроустановок, спецификации на материалы, запасные части и комплектующие изделия, ведомости дефектов.

2.6.4. Материальная подготовка включает: комплектацию резервного оборудования для создания обменного фонда; своевременное обеспечение необходимыми материалами, запасными частями, узлами и деталями, приборами и средствами диагностирования.

2.6.5. Если по результатам диагностирования и оценки технического состояния электроустановки в объеме капитального ремонта предполагаются сложные и трудоемкие специальные работы или при эксплуатации имеет место большое количество отказов, то необходимо выполнить технико-экономическую оценку целесообразности проведения ремонта по сравнению с затратами на приобретение и монтаж новой электроустановки (приложение Г).

2.7. Порядок сдачи (вывода) электроустановок в ремонт и приемки из ремонта

2.7.1. Общие требования к электроустановкам, порядок сдачи в ремонт и приемки из ремонта определяются в соответствии с требованиями ПЭЭП, РД 16.407-95 /7/, ГОСТ 2.602-95 /9/, ТУ на капитальный ремонт и инструкциями АО МН.

2.7.2. Передача оборудования в ремонт и приемка из ремонта осуществляются в соответствии с месячным (квартальным) графиком работы участков БПО (или специализированных предприятий) и заявками на неплановые работы.

2.7.3. Вывод электроустановок в ремонт осуществляется оперативно-ремонтным персоналом по заявке лица, ответственного за электрохозяйство и согласовывается с соответствующими службами НПС с последующей записью в оперативном (эксплуатационном) журнале. При этом передается исполнителю ремонта паспорт (формуляр) на соответствующее оборудование, акт сдачи оборудования в ремонт с результатами диагностического контроля.

2.7.4. Выводу электроустановок на ТО или ремонт и последующему пуску их в эксплуатацию должны предшествовать диагностический контроль и оценка технического состояния объекта.

Окончательное решение о необходимости ремонта, его виде и сложности принимают с учетом результатов диагностического контроля. По результатам послеремонтного диагностического контроля оценивается качество ремонта и уточняется (или устанавливается) срок планового диагностического контроля.

2.7.5. Подготовка рабочего места к производству ремонтно-наладочных работ и ввод электроустановок в работу после окончания этих работ производится в соответствии с ПЭЭП и ПТБ и по распоряжению ответственного за электрохозяйство.

2.7.6. Приемка электроустановок из капитального ремонта, выполненного специализированными подразделениями или подрядными организациями, производится ответственным за электрохозяйство, с проверкой качества и соответствия объема выполненных работ, предусмотренных планом (договором между заказчиком и подрядчиком). Под руководством ответственного за электрохозяйство осуществляются контроль качества ремонта с применением методов и средств технической диагностики и контроль своевременного и правильного заполнения соответствующих журналов и паспортов (формуляров) сведениями о выполненных ремонтных и диагностических работах.

2.7.7. Ремонтная организация, выпуская электроустановки из капитального ремонта, должна определить гарантийный ресурс с момента возобновления эксплуатации в соответствии с действующей нормативно-технической документацией.

2.7.8. Вводимые после ремонта электроустановки должны быть испытаны в соответствии с нормами ПЭЭП с составлением соответствующего акта.

2.7.9. Работы, выполненные при капитальном ремонте основного электрооборудования (электродвигателей магистральных и подпорных насосов, трансформаторов, ЗРУ, ВЛ, кабельных линий и пр.), принимаются по акту, к которому должна быть приложена техническая документация по ремонту. Форма акта сдачи-приемки приведена в

приложении В настоящего Положения. Акты со всеми приложениями хранятся в паспортах оборудования.

2.7.10. О работах, выполняемых при капитальном ремонте остального электрооборудования и аппаратов, делается подробная запись в паспорте оборудования, а при диагностических контролях, ТО, текущих плановых и неплановых ремонтах - в журналах учета работ по ТОР.

2.7.11. Электроустановки, бывшие в ремонте или на испытании, включаются под напряжение только после приемки оперативным или оперативно-ремонтным персоналом.

2.8. Техническая документация

2.8.1. Каждая НПС должна иметь техническую документацию, в соответствии с которой электроустановки допускаются к эксплуатации:

документацию в соответствии с требованиями ПЭЭП и органов государственного надзора;

утвержденную проектную и исполнительную документацию (чертежи, схемы, перечень электроустановок, пояснительные записки и др.) со всеми последующими изменениями;

технические паспорта всего установленного оборудования;

инструкции по обслуживанию каждого вида оборудования;

должностные инструкции по каждому рабочему месту, пересматриваемые через каждые 5 лет или по мере поступления нового оборудования и внесения изменений в технологические схемы перекачки и т.д.;

оперативную (эксплуатационную) документацию с указанием предельных величин контролируемых рабочих параметров оборудования и величины срабатывания сигнализации и аварийных защит;

документацию по сбору данных о надежности оборудования;

документацию по техническому обслуживанию, диагностированию и ремонту электроустановок.

2.8.2. Все конструктивные и технологические изменения, произведенные в процессе эксплуатации и во время ремонтов электроустановок, должны быть согласованы с заводом-изготовителем, утверждены главным инженером АО и отражены в схемах, чертежах, паспортах оборудования ответственным за электрохозяйство НПС с указанием даты внесения изменения.

2.8.3. Оперативная документация по эксплуатации электроустановок магистральных нефтепроводов должна включать:

оперативный журнал;

формы учета работы электроустановок, в которых должны отражаться дата и время, причина пуска и остановки электроустановок, а также время простоя; сведения о режиме работы (формы учета должны позволять определять наработку и число пусков оборудования);

ведомости результатов оперативных диагностических контролей;

журнал результатов обхода электроустановок ответственным за электрохозяйство и руководством НПС, РНУ и оперативным (дежурным) персоналом.

Оперативная документация заполняется оперативным (дежурным) персоналом НПС.

2.8.4. Документация по сбору данных о надежности оборудования включает журналы учета отказов и неисправностей электроустановок, в которых регистрируются следующие данные:

дата и время возникновения отказа;

наименование (код) отказавшего узла;

причина отказа;

наработка с начала эксплуатации и после предыдущего ремонта;

количество пусков или включений для электродвигателей насосных агрегатов, электроприводов запорной арматуры, выключателей;

время и трудозатраты на проведение ремонтных работ;

должность и фамилия ответственного лица за выполнение ремонта.

Расследование причин отказов осуществляется ответственным за электрохозяйство и инженерами соответствующих служб. Сведе-

ния хранятся у старшего инженера НПС. До обслуживающего персонала доводятся причины возникновения отказов и принятые меры по предотвращению их повторения.

2.8.5. Документация по техническому обслуживанию, диагностированию и ремонту электроустановок содержит:

графики ТОР и плановых диагностических контролей для каждого вида оборудования;

журнал учета ремонтов и ТО, в котором указываются: дата проведения ТО или ремонта, вид ремонта или технического обслуживания, трудоемкость, наработка между ремонтами или ТО, расход и стоимость материалов или деталей, время простоя оборудования, ответственный исполнитель;

журнал учета диагностических контролей, который должен содержать: дату диагностического контроля, диагностируемые параметры, их значения (допустимые и фактические), заключение о работоспособности, выполненный объем ремонта, сведения об ответственном исполнителе планового диагностического контроля;

бланки нарядов-допусков на производство ремонтных и диагностических работ;

акты сдачи и приемки из ремонта оборудования;

акты проведения плановых диагностических контролей;

акты и протоколы испытаний электроустановок.

Журнал ТО, ремонтов и диагностических контролей допускается совмещать.

3. СБОР, ОБРАБОТКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ ИНФОРМАЦИИ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

Каждое предприятие с учетом основных требований настоящего раздела должно организовать сбор информации и определение показателей надежности для электроустановок. Фактические показатели надежности учитываются при определении периодичности диагностических контролей, технического обслуживания и ремонтов, а так-

же в планировании работ по совершенствованию и модернизации оборудования или его замене.

Автоматизированные сбор, обработка, хранение и выдача информации о надежности работы электроустановок должны осуществляться с учетом разработки и внедрения единой системы контроля и управления техническим обслуживанием и ремонтом (СКУТОР) объектов и сооружений магистральных нефтепроводов АК "Транснефть".

3.1. Сбор информации

3.1.1. Информация о надежности подразделяется на базовую, входящую и выходящую.

3.1.2. Базовая информация должна формироваться и корректироваться АО МН или его предприятиями и содержать:

данные о номенклатуре эксплуатируемых и имеющихся в резерве электроустановок;

данные о технологических схемах и режимах НПС;

данные о номинальных и предельных значениях параметров, характеристиках электроустановок;

наработку в часах агрегата (узла, детали) с начала эксплуатации, от последнего текущего и капитального ремонтов;

сведения о фактических характеристиках устанавливаемого (нового) оборудования или вводимого в эксплуатацию после ремонта;

периодически фиксируемые технико-экономические показатели оборудования;

кодификаторы оборудования, видов его отказов и причин, их вызывающих.

3.1.3. Входящая информация должна содержать:

сведения о фактических эксплуатационных параметрах действующих электроустановок;

данные об отказах, времени и трудозатратах на проведение ремонтных работ;

сведения о стоимости выполненных в отчетном периоде ремонтных работ;

сведения об изменениях состава и размещения электроустановок.

3.1.4. Параметры электроустановок, подлежащие обязательному контролю, определяются в соответствии с эксплуатационной документацией на каждый его вид. Данные об эксплуатационных параметрах, результаты проведения диагностического и неразрушающего контроля, испытаний оборудования должны регистрироваться в журналах учета работы оборудования с периодичностью, предусмотренной эксплуатационной документацией, а также приводимой в разделах настоящего Положения.

3.1.5. Отказом электроустановок является любое нарушение работоспособности, приводящее к их остановке или постепенному изменению одного или нескольких заданных параметров.

3.1.6. Технологические остановки оборудования, а также остановки, связанные с проведением технического обслуживания и ремонтов, испытаний (обкатки) к отказам не относятся и при расчете показателей надежности не используются.

3.1.7. Конкретные виды электроустановок, по которым следует осуществлять сбор информации по отказам, определяются решением АО МН. Необходимо регистрировать отказы следующих электроустановок:

а) электрических машин - по причинам повреждений изоляции обмоток ротора и статора (в том числе лобовых частей обмоток), отказов возбудителей, неисправностей подшипников (перегрев, повышенная вибрация и др.), повреждения активной стали, демпферных обмоток ротора, разрушения или недопустимых дефектов вала, отказов беличьего колеса ротора (для асинхронных электрических машин);

б) воздушных линий электропередачи - при атмосферных перенапряжениях (гроза), скорости ветра выше расчетной, посторонних воздействиях, изменении материалов в процессе эксплуатации (загнивание древесины, старение изоляции);

в) трансформаторов - из-за повреждений обмоток, неисправностей выводов, нарушения изоляции, повреждений переключателей и бака, утечки масла и др.;

г) оборудования распределительных устройств;

д) выключателей, разрядников, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, силовых кабелей;

е) устройств РЗА - при ложных срабатываниях, отказах срабатывания, по другим причинам.

3.1.8. Для возможности оценки влияния пусков (включений) на надежность работы оборудования и изменение его параметров следует вести учет числа пусков (включений).

3.1.9. С целью оценки работы служб БПО (ВРБ) необходимо фиксировать данные о времени, затраченном на ремонт, трудозатратах и стоимости выполненных ремонтных работ с последующим вводом в базу данных (БД).

3.1.10. Сбор информации об отказах и наработках электроустановок должен производиться непрерывно с начала их эксплуатации с помощью средств АСУ, а при их отсутствии - персоналом НПС.

Все отказы, произошедшие в работе электроустановок, регистрируются в хронологическом порядке в журнале учета аварий и отказов. Далее сведения должны быть введены в БД.

Ответственность за правильность учета аварий и отказов в работе, своевременное представление в вышестоящую организацию актов расследования и сведений об отказах, а также хранение журнала учета отказов и неисправностей, актов расследований возлагается на ответственного за электрохозяйство предприятия.

3.1.11. Предприятия должны обеспечить достаточно полное и своевременное заполнение эксплуатационной и ремонтной документации сведениями об отказах, неисправностях, объемах ремонтов.

3.2. Порядок обработки эксплуатационной информации

3.2.1. Обработка эксплуатационной информации о надежности производится в следующем порядке:

первичная обработка информации и формирование выборок;

определение показателей надежности;

анализ показателей надежности.

3.2.2. Календарная продолжительность наблюдений ($\tau_к$) для определения показателей надежности должна составлять не менее двух лет либо приниматься равной межремонтному периоду при условии, что за это время зарегистрировано три-четыре отказа.

3.2.3. Первичная обработка информации

За установленный период наблюдений ($\tau_к$) в БД должны быть внесены следующие сведения:

дата, время отказа, отказавший узел (деталь), причина отказа;

наработка оборудования (а также узлов, деталей, наработка которых регламентирована другими НТД) с начала эксплуатации, с момента проведения последнего текущего и капитального ремонтов;

суммарная наработка оборудования за период наблюдений;

результаты анализа показателей надежности;

суммарное время, затраченное на ремонт;

данные о числе пусков.

В число наработок между отказами входят все наработки между отключениями, не относящимися к отказам электроустановок (например, остановки электродвигателя по причине отсутствия электроэнергии, изменения режима перекачки нефти и др.).

Наработка в часах между отказами определяется как сумма всех наработок между отключениями за период между двумя отказами. Информация о наработках между отказами необходима для определения наработки оборудования за период наблюдений, а также средней наработки на отказ.

Данные о количестве пусков используются при оценке работы ремонтных служб, а также возможного влияния пусков на надежность работы электродвигателей насосных агрегатов.

На основании сведений, имеющихся в БД, формируются выборки конкретно по видам отказов для каждой единицы оборудования (например, для двигателей - по отказам подшипников, возбудителей и др.), содержащие данные о количестве отказов и наработках между

ними. Сведения используются для определения средних наработок на отказ для различных узлов оборудования и выявления минимальной из них, определяются другие показатели надежности.

3.2.4. Определение показателей надежности проводится с учетом требований ГОСТ 27.002-89 /10/.

Средняя наработка на отказ $\overline{T}$ узлов (деталей) и электроустановки в целом рассчитывается по формуле:

$$\overline{T} = \frac{1}{r} \cdot \sum_{i=1}^{r} t_i, \qquad (3.1)$$

где r - суммарное число отказов за период наблюдений $\tau_к$;

t_i - i-я наработка в часах между отказами за период $\tau_к$.

Среднее время восстановления:

$$\overline{T}_в = \frac{1}{r} \cdot \sum_{i=1}^{r} t_{вi}, \qquad (3.2)$$

где $t_{вi}$ - время в часах, затраченное на i-й ремонт.

В качестве показателя, позволяющего оценить степень влияния частоты пусков на надежность работы некоторого вида электроустановок принимается коэффициент относительной частоты пусков $K_П$, величина которого равна среднему числу пусков за определенное время. Для электродвигателя коэффициент $K_П$ равен среднему числу пусков за 1000 ч. работы:

$$K_П = \frac{П \cdot 1000}{T_p}, \qquad (3.3)$$

где $П$ - суммарное число пусков за отчетный период;

T_p - суммарное время работы в часах (наработки) за отчетный период $\tau_к$.

3.2.5. Анализ надежности электроустановок базируется на результатах расчетов средней наработки на отказ $\overline{T}$ (п.3.2.4).

Из всех значений $\overline{T}$ узлов (деталей) одного вида оборудования или электроустановки в целом, выбирается наименьшее значение $\overline{T}$, которое называется средней наработкой на отказ слабого звена – $\overline{T}_{сл.зв.}$

Данные о фактических показателях надежности оборудования и значения $\overline{T}_{сл.зв.}$ используются для определения периодичности диагностических контролей и уточнения сроков проведения диагностических контролей и ремонтов.

Определение $\overline{T}_{сл.зв.}$ проводится для однотипного оборудования, проработавшего примерно одинаковое время и эксплуатируемого в подобных условиях.

4. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ МАШИНЫ

4.1. Наименование оборудования

К электрическим машинам (ЭМ) относятся:

асинхронные и синхронные высоковольтные электродвигатели основных и подпорных насосных агрегатов;

асинхронные с короткозамкнутым ротором (низковольтные) электродвигатели вспомогательных насосных агрегатов, подъемных механизмов, арматуры и систем НПС (откачки утечек, маслоснабжения, водоснабжения, вентиляции);

генераторы стационарных и передвижных дизельных электростанций;

регулируемые электроприводы (рассматриваются только частотнорегулируемые, как наиболее перспективные).

4.2. Общие положения

Виды технического обслуживания, диагностического контроля и ремонта электрических машин определены в разделе 2 настоящего Положения. При этом ремонт взрывозащищенного электрооборудования, связанный с восстановлением и изготовлением деталей сборочных единиц, неисправность которых может повлечь за собой нарушение взрывозащищенности электрооборудования, а также ремонт, который в соответствии с ПЭЭП и ПТБ запрещается прово-

дить оперативно-ремонтному персоналу, должен выполняться ремонтными предприятиями (цехами, участками), имеющими лицензию Госгортехнадзора.

Электродвигатели магистральных и подпорных насосных агрегатов, вводимые в эксплуатацию после ремонта, подлежат испытаниям и обкатке в течение 8 часов после текущего и 72 часов после капитального ремонта. Новый электродвигатель (ЭД) после монтажа подлежит испытаниям и обкатке в течение 72 часов.

После завершения обкатки определяются базовые характеристики (энергетические, виброакустические, температурные и т.д.) с указанием режима работы (силы тока и мощности), которые сравниваются со значениями, допускающими ввод ЭД в эксплуатацию, а полученные характеристики и измеренные параметры заносятся в базу данных АСУ ТП (АРМО, систему СКУТОР).

Электродвигатели вспомогательных насосных агрегатов (НА) и систем НПС после ремонта подлежат испытаниям и обкатке не менее одного часа.

Во время обкатки измеряют виброакустические параметры, которые предусмотрены объемом испытаний или нормативно-технической документацией, и сравнивают с допустимыми значениями.

4.3. Типовой объем работ по техническому обслуживанию и видам ремонта

4.3.1. Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем технического обслуживания ЭМ входят операции:

наружный осмотр электрической машины, в том числе систем управления, защиты, вентиляции и охлаждения;

визуальная проверка состояния изоляторов, заземляющего проводника;

проверка состояния ограждения, контура заземления, крепления к раме (фундаменту);

визуальный контроль герметичности системы, наличия и состо-

яния (качества) масла, пополнение масла при необходимости;

проверка на отсутствие посторонних шумов;

чистка доступных частей от загрязнения и пыли;

проверка интенсивности искрения в области щеточной траверсы и на контактных кольцах (коллекторе);

проверка элементов соединения двигателя с приводимым механизмом;

проверка аппаратуры пуска;

визуальная проверка работы приборов для контроля температуры подшипников железа и меди, измерения вибрации двигателя; параметров энергопотребления (мощности, cos φ, тока, напряжения и пр.). Дополнительно проводятся следующие операции:

а) для взрывозащищенных электродвигателей:

проверка подсоединения и надежности уплотнения подводимых кабелей, технического состояния и герметичности вводных коробок и муфт уплотненного ввода;

б) для электроприводов запорной арматуры:

проверка крепления электропривода к задвижке;

проверка состояния аппаратуры управления;

в) для синхронных электродвигателей:

проверка работы системы возбуждения.

Техническое обслуживание генераторов стационарных и передвижных дизельных электростанций проводится согласно технической документации.

4.3.2. Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте асинхронных и синхронных электродвигателей проводятся все операции технического обслуживания, а также:

разборка в необходимом для ремонта объеме с учетом результатов диагностических контролей;

продувка статора и ротора сжатым воздухом;

проверка состояния и замер зазоров между вкладышем и крышкой подшипника (замена подшипника при необходимости);

проверка сопротивления изоляции обмоток и других диагностических параметров согласно ПЭЭП и приложения Д;

проверка исправности элементов системы охлаждения и ремонт при необходимости;

осмотр и проверка пусковых устройств (в соответствии с типовым объемом работ, разделы 5, 7);

оценка работоспособности по виброакустическим параметрам и температуре (см.п.4.4.2. и приложение Е);

осмотр, при необходимости демонтаж и замена полумуфты;

сборка и испытание (в режиме холостого хода или под нагрузкой) в соответствии с Нормами ПЭЭП и раздела 4. Кроме того:

а) для электродвигателей синхронных:

зачистка контактных колец, проверка крепления и регулировка траверсы щеткодержателя, щеточного механизма, при необходимости замена и подгонка щеток;

б) для взрывозащищенных электродвигателей:

проверка сопряжения деталей, обеспечивающих герметичность и взрывозащиту, взрывонепроницаемости вводов кабелей и проводов и соответствие их требованиям руководства по эксплуатации;

в) для электроприводов запорной арматуры:

проверка наличия и пополнение смазки в подшипниках электродвигателя, в подшипниках зубчатых, червячных передачах и подвижных частях привода и силового редуктора;

проверка и подтяжка контактных соединений, восстановление изоляции выходных концов обмотки электродвигателя, проверка состояния уплотнителей, поверхностей и деталей, обеспечивающих взрывозащиту;

регулировка путевых (концевых) и моментных конечных выключателей, ревизия узлов выключателей.

Текущий ремонт генератора дизельной электростанции проводится в объеме и с периодичностью, указанных в соответствующей документации или с учетом результатов диагностирования.

4.3.3. Типовой объем работ при капитальном ремонте без замены обмоток

При капитальном ремонте без замены обмоток (с выемкой ротора) проводятся все операции текущего ремонта, а также:

полная разборка с выемкой ротора из статора;

ремонт подшипниковых узлов;

проверка изоляции на стояках подшипников;

проверка (ремонт) расклиновки статорных (роторных) пазов;

проверка крепления лобовых частей обмотки статора, целостности бандажей ротора;

проверка крепления центрирующих, стопорных и контактных колец, балансировочных грузов;

проверка состояния шеек и дисков (лабиринтов) уплотнения на валу и, при необходимости, их ремонт;

ремонт элементов системы охлаждения электродвигателей;

балансировка ротора;

покрытие обмоток электроэмалью;

проверка и установка зазоров между статором и ротором, монтажных зазоров;

проверка (ремонт) проходных и опорных изоляторов, выводных концов (шин);

дефектоскопия ротора;

выверка магнитных осей ротора и статора;

регулировка расстояния между торцами вала ротора двигателя и вала насоса;

проверка целостности и надежности крепления смотровых стекол, отсутствия трещин и других повреждений;

переборка контактных колец - для синхронных электродвигателей;

сборка, покраска; испытания в соответствии с Нормами ПЭЭП.

При капитальном ремонте электроприводов запорной арматуры дополнительно проводится замена пришедших в негодность узлов и базовых деталей.

4.3.4. Типовой объем работ при капитальном ремонте с перемоткой (заменой) обмоток

При капитальном ремонте с перемоткой (заменой) обмоток проводятся все операции капитального ремонта без замены обмоток (с выемкой ротора), а также:

замена обмоток статора (ротора, катушек полюсов) в соответствии с картой технологического процесса;

замена вентилятора, щеточного механизма и других изношенных узлов и деталей;

ремонт воздухоохладителя и системы охлаждения;

восстановление элементов взрывозащиты, проведение гидравлических испытаний деталей и сборочных единиц взрывонепроницаемой оболочки, обновление маркировок взрывозащиты, предупредительных надписей;

покраска, сборка; испытания в соответствии с Нормами ПЭЭП.

4.4. Контроль работоспособности электрических машин

4.4.1. Общие положения

Контроль работоспособности ЭМ осуществляется:

при диагностировании (оперативный и плановый контроль);

при техническом обслуживании;

до и после выполнения текущего и капитального ремонтов с учетом результатов испытаний в объеме предусмотренном нормативно-технической документацией.

Оценку работоспособности устанавливают по показаниям контрольно-измерительных приборов (оперативный диагностический

контроль), при этом оператор не реже чем через два часа контролирует значения измеряемых величин. Регистрацию значений температуры и вибрации проводят один раз в смену по каждой контролируемой точке на установившемся режиме. На каждом новом режиме регистрируют силу тока, а при наличии соответствующих приборов также мощность..

При контроле вибрации переносным (портативным) прибором датчик при каждом измерении должен устанавливаться строго в одном месте.

Рекомендуемые способы и методы диагностирования электрических машин и оценка работоспособности электродвигателей по виброакустическим параметрам и температуре приведены в приложениях Д и Е.

4.4.2. Типовой объем работ при диагностическом контроле по виброакустическим параметрам и температуре

В объем работ диагностического контроля входят измерение и регистрация значений температуры подшипников, меди и железа статора, вибрации электродвигателей основных и подпорных насосных агрегатов, уровня шума и определение технического состояния подшипников качения.

Объем работ и допустимые значения для различных видов диагностического контроля по виброакустическим параметрам и температуре представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 Объем работ и допустимые значения параметров при диагностических контролях

Вид диагностического контроля	Контролируемый параметр и место измерения	Допустимые значения параметров
Оперативный	Среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости на подшипниковых опорах в вертикальном направлении	7,1 мм/с

Продолжение таблицы 4.1

Вид диагностического контроля	Контролируемый параметр и место измерения	Допустимые значения параметров
Оперативный	СКЗ виброскорости на лапах подшипниковых стояков в вертикальном направлении	1,8 мм/с
	Температура подшипников, меди и железа статора	Увеличение температуры относительно базового значения не более чем на 10°С
Плановый	СКЗ и спектральные составляющие виброскорости на подшипниковых опорах в трех взаимно перпендикулярных направлениях	7,1 мм/с
	СКЗ виброскорости на лапах подшипниковых стояков и рядом на раме	1,8 мм/с
	Уровень шума	Увеличение относительно базового значения на 6 дБА
	Температура подшипников, меди и железа статора	Увеличение температуры относительно базового значения не более чем на 10°С
	Техническое состояние подшипников качения для электродвигателей типа ВАО и электродвигателей вспомогательных насосных агрегатов и систем НПС	Не более 45 дБ (для прибора типа ИСП-1В)
Неплановый	Контролируемые параметры, допустимые их значения, место измерения и объем соответствуют плановому диагностическому контролю	
	Дополнительно выполняется: проверка состояния центровки; измерение и анализ вибрации при выбеге; измерение вибраций в точках, не предусмотренных плановым диагностическим контролем	

Окончание таблицы 4.1

Вид диагностического контроля	Контролируемый параметр и место измерения	Допустимые значения параметров
Послеремонтный	СКЗ виброскорости на подшипниковых опорах в трех взаимно перпендикулярных направлениях (под нагрузкой)	Не более 4,5 мм/с
	СКЗ виброскорости на лапах подшипниковых стояков и рядом на раме в вертикальном направлении	Не более 1,0 мм/с
	Техническое состояние подшипников качения для электродвигателей вспомогательных насосных агрегатов и систем НПС и ВАО	Не более 35 дБ (для прибора типа ИСП-1В)
	Температура подшипников	Не более 70°С
	Температура меди и железа статора при окружающей температуре от 20 до 30°С	Не более 110°С

Примечания

1. Значения температуры, указанные в таблице, соответствуют электродвигателям типа СТД. Для других типов электродвигателей значения температуры принимаются в соответствии с технической документацией.

2. При анализе изменения температуры относительно базовой, ее величина не должна превышать предельного значения, установленного для данной электрической машины.

4.5. Периодичность технического обслуживания, диагностического контроля и ремонта

Периодичность технического обслуживания, диагностического контроля и ремонта определяется из условия наработки на отказ слабого звена (см. п.3.2.5).

До получения значений наработки слабого звена, для определения периодичности ТОР и диагностических контролей рекомендуется пользоваться значениями периодичности ТО, ДК и ремонтов указанных в таблицах 4.2 и 4.3.

Таблица 4.2 Периодичность технического обслуживания, диагностического контроля и ремонта электродвигателей магистральных и подпорных насосных агрегатов

Наименование оборудования	Периодичность, ч			
	ТО	Планового ДК	Т	К
Электродвигатели синхронные напряжением 6-10 кВ с частотой вращения 3000 об/мин, мощностью:				
800-2000 кВт	700-800	2100-3000 или 30 пусков	4200-6000 или 60 пусков	15000-17000
2500-3200 кВт	700-800	1800-2100 или 30 пусков	3500-4200 или 60 пусков	15000-17000
4000 кВт и выше	600-700	1500-2000 или 30 пусков	3500-4000 или 60 пусков	15000-17000
Электродвигатели асинхронные напряжением 6-10 кВ с частотой вращения:				
3000 об/мин	700-800	1800-2100	3500-4200	15000-17000
1000-1500 об/мин	700-800	2100-3000	4200-6000	20000-21000
до 1000 об/мин	700-800	3500-4000	7000-8000	25000-26000
Электродвигатели асинхронные вертикальные типа ВАОВ напряжением 6-10 кВ, мощностью до 2000 кВт, с частотой вращения 1000-1500 об/мин	400-500	1000-1500	2000-3000	10000-12000
Электродвигатели асинхронные напряжением 0.4 кВ, мощностью свыше 100 кВт, с частотой вращения до 3000 об/мин	700-800	3500-4000	7000-8000	25000-26000

Примечание – Периодичность проведения работ указана для электродвигателей НПС, находящихся постоянно в эксплуатации, в других случаях для проведения ТО, диагностических и ремонтных работ осуществляется регламентная остановка согласно действующих нормативно-технических документов (паспортов, инструкций, ТУ, ГОСТов, РД и пр.).

Таблица 4.3 Периодичность ремонта электродвигателей вспомогательных насосных агрегатов и систем НПС

Наименование оборудования	Периодичность, мес.		Место установки
	Т	К	
Электродвигатели маслосистемы, электропривод агрегатных задвижек, электродвигатели подпорного вентилятора и компрессора воздушного	6	По результатам испытаний и техсостоянию	Машзал, площадка агрегатных задвижек, блок вентиляции, компрессорная
Электродвигатели насоса дренажной откачки и вспомогательного маслонасоса	12	-"-	Машзал
Электродвигатели вытяжного вентилятора, приточного вентилятора и насоса нефтеутечек	12	-"-	Наружная установка
Электропривод задвижек узла учета нефти	6	-"-	Территория
Электропривод задвижек узла приема и пуска очистных устройств	6	-"-	Территория
Электропривод задвижек резервуарного парка	12	-"-	В приямке территории резервуарного парка
Электропривод задвижек прувера	12	-"-	Территория
Электропривод задвижек узла переключения	12	-"-	Территория
Электродвигатели вентиляторов, водяного насоса, насоса пенообразования пожарной насосной	12	-"-	Система пенного пожаротушения
Электродвигатели водонасоса, пожаротушения, электропривод задвижек системы пожаротушения	6	-"-	Блок пожаротушения
Электродвигатель насоса артскважины	6	-"-	Артскважина

Окончание таблицы 4.3

Наименование оборудования	Периодичность, мес.		Место установки
	Т	К	
Электродвигатель насоса системы канализации	12	-"-	Территория
Электропривод задвижек системы канализации	6	-"-	Территория
Электродвигатель насоса системы оборотного водоснабжения	6	-"-	Территория
Электропривод задвижек и вентиляции системы гашения ударной волны	6	-"-	Территория
Электропривод задвижек фильтров-грязеуловителей	6	-"-	Территория
Электропривод задвижек и электродвигатель насоса системы хозяйственно-питьевого водоснабжения	12	-"-	Блок водоснабжения
Элоктропривод задвижек	12	-"-	КРД
Электродвигатели насоса откачки утечек и гидрорегулятора камеры регулятора давления (КРД)	12	-"-	Блок гидрорегулятора
Электродвигатели вентиляции КРД	12	-"-	Территория при КРД
Электропривод задвижек технологических нефтепроводов	6	-"-	Технологические нефтепровода
Электродвигатели насосов, вентиляторов, задвижек котельной	6	-"-	Блок котельной
Электродвигатели промблока, гаража, мехмастерских	12	-"-	Промблок, гараж, мастерские
Электродвигатели вентиляции узла связи, административного здания	6	-"-	Блок узла связи, территория

Периодичность ТО принимается в 5-6 раз меньше продолжительности наработки слабого звена на отказ.

Рекомендации по определению периодичности ДК и текущего ремонта приведены в приложении Д.

Периодичность текущего ремонта электрических машин, которые эксплуатируются не постоянно, корректируется ответственным за электрохозяйство РНУ.

Необходимость проведения капитального ремонта устанавливается с учетом результатов диагностического контроля и испытаний в соответствии с Нормами ПЭЭП.

Периодичность технического обслуживания и ремонта генераторов дизельных электростанций определены исходя из условий эксплуатации по наработке в часах, согласно инструкции по эксплуатации.

Техническое обслуживание генератора и возбудителя стационарной электростанции производится через 250-1000 часов наработки в зависимости от типоразмера и инструкции по эксплуатации; передвижной электростанции - через 700 часов наработки.

Текущий ремонт генератора и возбудителя стационарной и передвижной электростанции производится через 2000-4000 часов наработки, но не реже одного раза в три года.

Капитальный ремонт электростанций проводится в зависимости от технического состояния, установленного с учетом результатов измерений, испытаний и диагностических контролей.

4.6. Особенности эксплуатации, обслуживания и ремонта частотнорегулируемого электропривода

В состав частотнорегулируемого электропривода (ЧРЭ) входят тиристорный преобразователь частоты (ТПЧ), электродвигатель и системы автоматического регулирования и защиты.

4.6.1. При питании серийных синхронных электродвигателей от ТПЧ со сложной формой выходного напряжения необходимо снижать допустимую длительную нагрузку до 60-70% номинальной при

номинальной частоте вращения. При использовании синхронных электродвигателей со специальными роторами с размещением на них специальной демпферной обмотки (для подавления высших гармоник выходного тока преобразователя частоты) допустимая длительная нагрузка должна составлять 80-90% номинальной при номинальной частоте вращения.

4.6.2. При использовании ТПЧ с улучшенной формой выходного напряжения с малым содержанием высших гармоник требования п.4.6.1 снимаются.

4.6.3. При питании серийных асинхронных электродвигателей от ТПЧ со сложной формой выходного напряжения необходимо снижать допустимую длительную нагрузку до 80-90% номинальной при номинальной частоте вращения.

4.6.4. Работа электродвигателя (насосного агрегата) запрещается на критической скорости и вблизи ее (диапазон отклонения от критической скорости составляет ± 30-50 оборотов). При отсутствии данных по критическим скоростям проводятся экспресс испытания и по возрастанию вибрации на подшипниковых опорах определяют значения критических скоростей.

Возможно применение и других способов определения значений критических скоростей вращения.

4.6.5. Допустимый предел отрицательного влияния ЧРЭ на питающую сеть установлен ГОСТ 13109-87 /11/, в случае превышения используются специальные фильтро-компенсирующие устройства.

4.6.6. При питании электродвигателей от ТПЧ оперативный контроль выполняется в том же объеме и в те же сроки, как и при питании их от промышленной сети. Объемы и сроки плановых диагностических контролей выбираются исходя из показателей надежности, техническое обслуживание и ремонты - в соответствии с инструкциями (рекомендациями) заводов-изготовителей электродвигателей.

Периодичность замеров сопротивления изоляции обмоток статора электродвигателей при питании их от ТПЧ рекомендуется совмещать с плановыми диагностическими контролями (таблица 4.2).

4.6.7. Порядок проведения технического обслуживания и ремонта ТПЧ и систем управления, регулирования и защиты приведен в "Руководстве пользователя" или другом документе, прилагаемом к каждому ТПЧ.

4.6.8. Все оборудование должно иметь сертификат на возможность использования его на НПС.

4.6.9. К обслуживанию ТПЧ и в целом привода допускается обученный персонал, знающий схемы, должностные и эксплуатационные инструкции, особенности работы привода и прошедший проверку знаний ПЭЭП.

4.6.10. Для электродвигателя с ТПЧ должна быть разработана техническая документация с учетом п.2.8. Должностные и эксплуатационные инструкции составляются на основании ПЭЭП, ПТБ и опыта эксплуатации с учетом местных условий. В инструкциях должны быть указаны объем и сроки проведения планово-предупредительных и диагностических работ.

4.7. Трудоемкость технического обслуживания, диагностического контроля и ремонта

4.7.1. Трудоемкость технического обслуживания планируется в объеме 10% от трудоемкости текущего ремонта.

4.7.2. Трудоемкость оперативного, планового, непланового диагностического контроля по виброакустическим параметрам и температуре (таблица 4.4) определена исходя из перечисленных объемов работ и применения переносных приборов, указанных в приложении Е и определена без учета времени на дорогу.

4.7.3. Нормы трудоемкости ремонта электрических машин приведены в таблице 4.5 без учета трудоемкости диагностических контролей. Трудоемкость ремонта определяется трудозатратами на проведение одного ремонта данного вида в чел.-ч в пределах типового объема работ для электрических машин без учета конструкционного исполнения.

Таблица 4.4 Нормы трудоемкости диагностического контроля по виброакустическим параметрам и температуре на единицу оборудования

Наименование оборудования	Трудоемкость диагностического контроля, чел.-ч		
	планового	непланового	после ремонта
Для электродвигателей:			
магистральных насосных агрегатов	4,0	6,0	4,0
подпорных горизонтальных насосных агрегатов	4,0	6,0	4,0
подпорных вертикальных насосных агрегатов	2,5	4,0	2,5
вспомогательного оборудования	1,5	2,5	1,5

Таблица 4.5 Нормы трудоемкости ремонта электрических машин

Мощность, кВт	Трудоемкость, чел.-ч		
	Т	К	
		с перемоткой обмоток	без перемотки обмоток
до 0,8	2	11	6
0,81 – 1,5	2	12	6
1,6 – 3,0	3	13	7
3,1 – 5,5	3	15	8
5,6 – 10	4	20	11
10,1 – 17	4	27	14
17,1 – 22	6	32	17
22,1 – 30	8	40	21
30,1 – 40	10	47	25

Окончание таблицы 4.5

Мощность, кВт	Трудоемкость, чел.-ч		
	Т	К	
		с перемоткой обмоток	без перемотки обмоток
40,1 – 55	12	55	29
55,1 – 75	15	60	37
75,1 – 100	18	85	44
101 – 125	22	110	57
126 – 160	27	130	68
161 – 200	30	140	75
201 – 250	33	155	82
251 – 320	36	175	92
321 – 400	40	195	102
401 – 500	44	225	120
501 – 630	52	260	135
631 – 800	100	275	143
801 – 1000	112	319	166
1001 – 2000	148	407	212
2001 – 3750	212	583	303
3751 – 5000	248	682	355
5001 – 8000	280	770	400
8001 – 12500	325	905	467

4.7.4. Для учета конструкционного исполнения ЭМ и условий работ к нормам трудоемкости вводятся следующие коэффициенты:

при частоте вращения 3000 об/мин - 0,8; 1000 об/мин - 1,1; 750 об/мин - 1,2; 600 об/мин - 1,4; 500 об/мин и ниже - 1,5;

для коллекторных машин постоянного и переменного тока - 1,8; для синхронных машин - 1,2;

для электродвигателей с фазным ротором, взрывозащищенных, крановых, погружных насосных агрегатов и многоскоростных - 1,3;

при напряжении до 3,3 кВ - 1,7; до 6,6 кВ - 2,1; до 10,5 кВ - 2,5.

При наличии нескольких показателей, усложняющих ремонт, учитываются все коэффициенты.

В трудоемкость ремонта и технического обслуживания не входит трудоемкость ремонта пускорегулирующей аппаратуры и регуляторов частоты вращения, напряжения и частоты, а также другой коммутационной аппаратуры, трудоемкость ремонта которых определяется нормативами на соответствующее оборудование.

4.8. Нормы резерва и расхода для электрических машин

Нормы резерва оборудования, комплектующих изделий и запасных частей приведены в приложении Р (таблицы Р.1, Р.3).

Нормы расхода материалов на ремонт приведены в приложении С (таблицы С.1-С.7).

5. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ И ВЫСОКОВОЛЬТНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ

5.1. Наименование оборудования

К электрооборудованию высокого напряжения относятся:
трансформаторы силовые до 110 кВ;
трансформаторы тока измерительные;
трансформаторы напряжения измерительные;
реакторы бетонные токоограничивающие;
вводы маслонаполненные;
подстанции трансформаторные комплектные;
устройства распределительные комплектные;
выключатели масляные (ВМ) и их приводы;
выключатели воздушные (ВВ) и их приводы;
выключатели электромагнитные (ВЭ) и их приводы;
выключатели высоковольтные вакуумные (ВВВ) и их приводы;

выключатели нагрузки (ВН) и их приводы;
разъединители, отделители, короткозамыкатели и их приводы;
разрядники трубчатые и вентильные;
предохранители.

5.2. Типовой объем работ по техническому обслуживанию и видам ремонта

5.2.1. Типовой объем работ по техническому обслуживанию

5.2.1.1. В объем работ по техническому обслуживанию входят следующие операции:

осмотр оборудования;

контроль режимов его работы;

отключение оборудования в аварийных случаях в соответствии с требованиями ПЭЭП, ПТБ и местных инструкций;

устранение мелких дефектов, не требующих отключения оборудования.

5.2.1.2. В объем осмотров, проводимых в составе операций технического обслуживания, входят следующие работы:

контроль за показаниями термометров, мановакуумметров; за уровнем, температурой* и цветом** масла в маслонаполненном аппарате, маслонаполненных вводах, расширителях;

проверка отсутствия течи масла (через фланцы, спускные краны) и состояния маслоочистительных устройств непрерывной регенерации масла, термосифонных фильтров, маслосборных устройств;

контроль состояния креплений, кожухов, уплотнений, кранов;

визуальный осмотр состояния изоляторов (отсутствие пыли, трещин, сколов, разрядов и т.п.) и проверка надежности крепления;

проверка исправности термосигнализаторов;

---

* Проводится наблюдение за температурой верхних слоев масла.

** При наличии частых (50 и более в месяц) циклов "включение-отключение" масляных выключателей электродвигателей насосных агрегатов, а также потемнения масла проводится обязательная его замена.

контроль состояния шин, ошиновок и кабелей;

проверка отсутствия признаков нагрева контактных соединений и шин;

осмотр и проверка состояния заземления;

проверка наличия и состояния противопожарных средств;

проверка наличия ограждения, предупредительных плакатов, надписей, защитных средств и знаков исполнения (должны быть выделены отличительной краской);

проверка исправности сигнализации положения указательных реле, состояния пробивных предохранителей у трансформаторов с незаземленным нулем с низкой стороны, а также, при осмотре следует проверить:

а) для трансформаторов тока и напряжения:

отсутствие следов перегрева токоведущих частей и магнитопровода;

отсутствие вытекания изоляционной массы, исправность цепей вторичной коммутации;

б) для токоограничивающих реакторов:

отсутствие в бетонных колонках трещин и сколов;

состояние креплений колонок изоляторов и контактных зажимов;

целостность лакового покрытия бетонных колонок;

исправность изоляции витков, отсутствие их деформации и замыкания между собой;

в) для электромагнитных и масляных выключателей, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей:

состояние приводов, контактов, демпферных устройств, отключающих пружин;

необходимый объем масла в полюсах и в масляном буфере (ВМ);

состояние лебедки и тросов для спуска бака (ВМ);

состояние ножей, дугогасительных систем;

полноту включения ножей, отсутствие их перекоса;

надежность крепления к сооружению или конструкции;

состояние блок-контактных узлов, розеточных и рабочих контактов и устройств;

состояние изоляции, чистоту межфазных изоляционных перегородок (очистить при необходимости);

г) для вакуумных выключателей:

состояние выключателя, привода, контактных элементов (при снятой крышке привода);

д) для трубчатых и вентильных разрядников:

внешний осмотр;

проверка состояния поверхности разрядника;

длину и размер внешнего искрового промежутка между подвижным и неподвижным электродами, при необходимости отрегулировать;

показания регистраторов срабатывания и их состояние;

крепление разрядника;

измерение сопротивления элементов вентильных разрядников, отключаемых на зимний период;

е) для комплектных трансформаторных подстанций (КТП):

состояние высоковольтного и низковольтного оборудования подстанции;

состояние коммутационной аппаратуры распределительных щитов;

исправность блокировочных устройств;

наличие и исправность электроизмерительных приборов;

ж) для распределительных устройств (РУ) во взрывоопасных зонах:

отсутствие изменений или отклонений от обычного состояния электрооборудования при эксплуатации;

степень коррозии, покраску труб, крепление;

отсутствие люфта в местах присоединения труб и кабелей к оборудованию (разрешается проверка покачиванием), наличие заглушек на неиспользованных вводах; крышки фитингов и коробок должны быть завернуты до отказа;

исправное состояние вводов проводов и кабелей в электрооборудовании;

целостность стекол смотровых окон и светильников;

исправность приточно-вытяжной вентиляции и наличие избыточного давления воздуха в помещениях с электрооборудованием нормального исполнения, блок-боксах регуляторов давления, гашения ударной волны, электрозалах;

наличие всех предусмотренных конструкцией болтов и крепящих элементов;

отсутствие на электрооборудовании пылеобразования, брызг и капель;

наличие порядкового номера на электрооборудовании;

состояние поверхностей взрывозащищенных электродвигателей и электрооборудования;

отсутствие трещин, сколов, вмятин на оболочке;

наличие уплотнительных прокладок для электрооборудования с видом взрывозащиты "повышенная надежность против взрыва";

исправную работу системы продувки, целостность уплотнения и показания измерительных приборов, контролирующих величину давления воздуха в корпусе, температуру подшипников, корпуса, входящего и выходящего воздуха;

наличие пломб.

Результаты осмотра состояния отдельных частей и деталей оборудования трансформаторных подстанций и распределительных устройств записываются в эксплуатационном (оперативном) журнале с указанием дефектов, обнаруженных во время осмотра.

5.2.2. Типовой объем работ при текущем ремонте

В ходе текущего ремонта предварительно выполняются работы, предусмотренные ТО, с устранением всех выявленных

дефектов, а также:

а) для масляных и сухих трансформаторов (35-110 кВ):

выявление и устранение дефектов, поддающихся ликвидации на месте;

чистка, проведение дефектации узлов и деталей;

удаление загрязнения из расширителя и доливка трансформаторного масла при необходимости;

чистка изоляторов, подтяжка болтовых соединений;

проверка целостности мембраны, выхлопной трубы и пробивного предохранителя;

разборка, очистка маслоуказателя (при необходимости ремонт);

проверка спускного крана и уплотнений, болтов уплотнений;

проверка состояния переключателя напряжения (при необходимости ремонт);

чистка и ремонт охлаждающих устройств;

измерение сопротивления изоляции обмоток до и после ремонта;

проверка газовой защиты;

испытание трансформаторного масла;

ремонт подключающего устройства;

испытание в соответствии с Нормами ПЭЭП /1/;

б) для масляных (ТМ) и сухих трансформаторов (ТСЗ) 6-10 кВ:

выявление и устранение мелких дефектов;

подтяжка болтов крепления вводов, ошиновки, крышки (ТМ);

отбор проб масла на химанализ, замена силикагеля, регулирование уровня масла и доливка (ТМ);

проверка состояния обмоток, панели для переключения (ТСЗ);

продувка сухим воздухом, чистка, прозвонка стяжных шпилек (ТСЗ);

проверка надежности контактных соединений пакет и заземлений, подтяжка болтовых соединений (ТСЗ);

протирка вводов, крышки, корпуса, маслоуказательных стекол (ТМ);

восстановление расцветки фаз;

испытание в соответствии с Нормами ПЭЭП;

в) для измерительных трансформаторов тока и напряжения (35-110 кВ):

проверка фундамента, заземления, вертикальности установки;

снятие (осмотр) и очистка расширителя;

разборка, чистка, проверка работы маслоуказателя;

проверка мегомметром обмотки на обрыв и соединение с корпусом;

ремонт коробки зажимов;

чистка фарфоровых изоляторов;

проверка состояния и обтяжки контактов и болтовых соединений;

зачистка контактов и перезапрессовка наконечников;

сушка изоляции (обмоток);

ремонт присоединений шин и проводов (кабелей) вторичной коммутации;

проверка заземляющих болтов и шунтирующих перемычек;

отбор проб и регулировка уровня масла;

удаление продуктов коррозии, окраска металлических поверхностей кистью;

испытание в соответствии с Нормами ПЭЭП;

г) для измерительных трансформаторов тока и напряжения (6-10 кВ):

выявление дефектов, проверка крепления трансформатора к конструкциям;

распиновка трансформатора, отсоединение выводов вторичной коммутации;

проверка обмоток на обрыв;

проверка состояния вводов высокого и выводов низкого напряжения, при необходимости установка новых;

проверка уровня масла (доливка при необходимости);

проверка состояния бака, подтяжка болтовых соединений;

проверка исправности фарфоровых изоляторов, при необходимости замена их;

зачистка, смазка контактных поверхностей, подсоединение выводов вторичной коммутации;

удаление продуктов коррозии, окраска;

д) для токоограничивающих реакторов:

ремонт бетонных колонок, обтяжка крепежных болтов и контактных зажимов, при необходимости их замена;

измерение сопротивления изоляции витков относительно крепежных болтов и при необходимости замена опорных изоляторов;

ремонт ошиновки;

проверка состояния обмоток и ремонт изоляции витков;

проверка крепления опорных изоляторов, их чистка, при необходимости замена;

восстановление лакового покрытия;

испытание в соответствии с Нормами ПЭЭП;

е) для масляных выключателей:

проверка состояния вводов, контактной системы;

чистка без вскрытия дугогасительных устройств;

проверка состояния маслоспускных пробок, маслоуказателей, при необходимости чистка;

чистка фарфоровых изоляторов и армировочных швов;

проверка состояния опорных и проходных (ВМГ, МГГ) изоляторов;

проверка состояния изоляционных перегородок, тяг, рычагов, траверс и штанг (ВМП, МГГ);

проверка состояния маслоотделителей, осмотр выхлопных клапанов газоотводов;

проверка состояния и работы привода и приводного механизма;

чистка и мелкий ремонт (при необходимости) демпферных устройств и ячейки масляного выключателя;

смазка подъемного троса, ролика и лебедки (МКП - 35 кВ);

подтяжка контактов в местах присоединения ошиновки к токовым зажимам;

регулирование уровня масла;

замена масла в горшках малообъемных масляных выключателей (при необходимости);

чистка, смазка;

измерение переходного сопротивления контактов;

проверка состояния рамы, заземления выключателя;

опробование выключателя и привода на надежное включение и отключение;

испытание в соответствии с Нормами ПЭЭП;

восстановление расцветок фаз, наименований;

ж) для воздушных выключателей:

выявление дефектов;

проверка расхода воздуха на включение и отключение, измерение сброса давления, спуск воздуха;

измерение сопротивления токоведущего контура;

чистка головок, выхлопных козырьков, изоляторов, фланцев, крепления контактных зажимов, осмотр, смазка;

ремонт дутьевого клапана пневматического блока;

проверка состояния шкафа управления, агрегатного шкафа;

чистка бака, осмотр, проверка состояния уплотнения, спускных клапанов;

замена дефектных болтов, обтяжка гаек крепления, смазка шпилек;

заполнение воздухом;

покраска;

проверка работы многократным включением и отключением;

испытание в соответствии с Нормами ПЭЭП;

и) для электромагнитных выключателей:

ревизия ошиновки, осмотр;

проверка состояния защитного кожуха, изоляционных перегородок (частей), при необходимости мелкий ремонт;

проверка состояния междуфазовых тяг;

очистка выключателя (протирка ветошью);

проверка состояния контактной системы;

проверка состояния привода и приводного механизма;

проверка состояния рамы выключателя;

испытание в соответствии с Нормами ПЭЭП;

установка защитного кожуха на место, проверка крепления выключателя и привода к раме;

проверка на надежное включение и отключение;

восстановление расцветок фаз, наименований;

к) для высоковольтных вакуумных выключателей /12, 13/:

чистка и замена дефектных изоляторов;

измерение и регулировка хода подвижной части приводного механизма;

очистка вакуумных дугогасительных камер корпуса, изоляционных тяг и смазка трущихся частей привода;

проверка исправности дугогасительных систем (ВВВ);

проверка работы блокировки, при необходимости регулировка момента срабатывания вспомогательных контактов и зазоров в механизме блокировки;

проверка и подтяжка крепежных соединений;

проверка работы многократным включением и отключением;

окраска ошиновки и металлоконструкций;

испытание привода в соответствии с Нормами ПЭЭП;

л) для разъединителей и выключателей нагрузки (6-10 кВ):

выявление дефектов;

проверка состояния привода, шарнирных и болтовых соединений;

проверка опорных и поворотных колонок, блокировки, ножей, устройства заземления (РЛН);

проверка состояния подвижных и неподвижных контактов (ВН);

разборка дугогасительной камеры, очистка от копоти, при необходимости замена вкладышей и коробок (ВН);

очистка деталей изоляторов, армировочных швов, смазка подшипников (РЛН);

подтяжка болтовых соединений;

проверка последовательности включения и отключения главных и дугогасительных контактов (ВН);

регулировка электрооборудования и привода;

измерение переходного сопротивления контакта (РЛН);

м) для остальных выключателей нагрузки, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей:

выявление дефектов;

чистка всех узлов разъединителя и сборки изоляторов и шин, осмотр, устранение перекоса ножей и очистка от окиси (нагара) поворотных колонок, смазка подшипников;

проверка пружин;

проверка состояния, крепления и плавности вращения изоляторов, ошиновки; подтяжка болтовых соединений;

смазка, регулировка, устранение мелких дефектов привода и приводного механизма;

покраска;

регулировка;

проверка заземления разъединителя и сборки;

проведение установленных измерений вторичной цепи несколькими контрольными включениями и отключениями;

н) для вентильных разрядников:

очистка;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

проверка крепления, регулирование угла наклона по отношению к вертикальной оси;

зачистка наружных контактов;

исправление армировки;

восстановление защитного эмалевого покрытия;

проверка заземления;

п) для трубчатых разрядников:

проверка расположения зон выхлопа трубчатых разрядников;

ревизия разрядников;

проверка и измерение внутреннего диаметра, дугогасительного канала, внутреннего и внешнего искровых промежутков;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

р) для предохранителей:

проверка целостности, соответствия схемам и проектным данным, действующим нагрузкам и нормам;

замена, при необходимости, плавких вставок и токоограничивающих сопротивлений;

проверка и регулировка плотности вжима контактной части;

зачистка окисливщихся или замена обгоревших контактов;

проверка целостности армировочных швов;

проверка прочности крепления арматуры к фарфоровому телу опорного изолятора;

с) для заземлителей (ЗОН):

проверка состояния контактной системы опорных изоляторов, тяги, привода, рабочего ножа, крепления заземления, осмотр;

смазка, регулирование;

покраска, опробование.

5.2.3. Типовой объем работ при капитальном ремонте

В объем капитального ремонта входят работы текущего ремонта, а также работы, состоящие из основных и дополнительных. Дополнительные работы выполняются по мере необходимости и не в каждый капитальный ремонт.

В объем капитального ремонта входят следующие основные работы:

а) для масляных и сухих трансформаторов (35-110 кВ):*

слив масла из бака;

демонтаж аппаратуры, переключателей напряжения и бака расширителя;

отсоединение выводов от катушек;

ремонт переключателей, расширителя, выхлопной трубы, охлаждающих и маслоочистительных устройств;

очистка и промывка бака расширителя сухим маслом;

выемка сердечника из бака, разболчивание и расшихтовка, верхнего ярма магнитопровода, при необходимости с распрессовкой и снятием катушек для замены их или ремонта обмоток низкого (НН) и высокого напряжения (ВН);

сушка и пропитка обмоток, при необходимости переизолировка стали магнитопровода;

ремонт магнитопровода, при необходимости замена обмоток;

установка катушек ВН и НН на стержни магнитопровода, присоединяющих швеллеров и изолирующих планок, расклиновка обмоток;

установка сердечника в бак, монтаж крышки, выводов катушек, переключателя, расширителя, выхлопной трубы;

ремонт маслоочистительных и охлаждающих устройств;

ревизия и ремонт бака с промывкой его маслом, заполнение трансформатора маслом, отбор проб масла и проверка уплотнений на герметичность;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

наружная окраска;

б) для масляных и сухих трансформаторов (6-10 кВ):

распиновка, выявление дефектов;

слив масла из бака; отсоединение и демонтаж арматуры, вводов, привода переключателя, воздухоосушителя;

вскрытие активной части;

---

* Капитальный ремонт трансформаторов 110 кВ с разборкой или заменой обмоток рекомендуется выполнять на спец. предприятиях по заводской технологии

предварительное испытание изоляции;

ремонт бака, крышки, переключателя (ТМ);

ремонт активной части, при необходимости опрессовка обмоток;

сушка активной части (ТСЗ);

ремонт радиаторов, предохранительной трубы, расширителя, вводов, воздухоосушителя (ТМ);

установка активной части в бак;

заливка масла (ТМ);

ремонт кожуха (ТСЗ);

сборка трансформатора, установка вводов и соединение отводов;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

покраска, нанесение расцветок фаз, диспетчерских наименований;

установка термосигнализатора с подключением контрольного кабеля, ошиновка;

в) для измерительных трансформаторов тока и напряжения:

разболчивание маслоспускных отверстий, слив масла в емкость;

разборка трансформатора - разболчивание, снятие, осмотр и очистка расширителя (35 кВ);

проверка состояния и ремонт ввода;

перемотка катушек (в случае необходимости);

проверка коэффициента трансформации;

разборка, очистка, ремонт маслоуказателя (35-150 кВ);

проверка уплотнений, притирка, сборка кранов (35-150 кВ);

проверка и промывка маслом магнитопровода и обмоток, при необходимости их замена;

сушка обмоток (35-150 кВ) с магнитопроводом (6-10 кВ);

сборка трансформатора;

заполнение трансформатора маслом, отбор проб (35-150 кВ);

установка ввода (6-35 кВ);

проверка правильности работы;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

окраска;

а также, дополнительные работы:

замена блока трасформатора (осмотр, расшиновка, демонтаж блока, проверка состояния монтируемого блока, монтаж блока, ошиновка (35-150 кВ);

замена масла в трансформаторах (внешний осмотр, слив и заполнение маслом, вакуумирование, измерение сопротивления изоляции, регулирование уровня масла, чистка поверхности трансформатора (35-150 кВ);

замена ввода высокого напряжения (6-10 кВ);

г) для токоограничивающих реакторов:

замена отдельных бетонных колонок, крепежных болтов и зажимов;

измерение сопротивления изоляции обмотки относительно анкерных болтов, при необходимости реактор просушить;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

д) для масляных выключателей:

расшиновка, выявление дефектов;

измерение сопротивления постоянного тока токоведущего контура каждого полюса;

слив масла из бака, полюсов (гасительных колонок - МГГ);

ремонт маслоуказателей, маслоспускных пробок, баков, кранов, вводов, чистка (35-110 кВ);

разборка выключателя и его полюсов;

проверка состояния изолирующих цилиндров;

ремонт дугогасительных камер, очистка от нагара;

ремонт неподвижных и подвижных контактов, их центровка и установка;

проверка состояния шунтирующего сопротивления (МКП-110 кВ);

ремонт механизмов расцепителя, пружинного буфера, корпуса,

механизма ручного отключения, электромагнитного привода;

ремонт изоляторов, маслоотделителей, газоотводов, клапанов;

ремонт приводного механизма и привода;

ремонт электронагревающего устройства (МКП);

сборка выключателя и его полюсов;

регулирование контактов и приводного механизма выключателя, снятие характеристик;

заливка масла в полюса, отбор пробы (35-110 кВ);

ошиновка;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

покраска;

а также дополнительные работы: замена опорного, проходного изолятора (ВМГ-10; ВМП-10; МГГ-10); замена катушки выключающего соленоида, сушка масла цеолитами (МКП);

е) для воздушных выключателей:

установка настилов для ремонта (35-110 кВ);

расшиновка, внешний осмотр;

ремонт гасительных камер, опорных частей, шкафов управления, резурвуаров, распределительного шкафа;

проверка крепления;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

ошиновка;

а также, дополнительные работы: ремонт опорных колонок, изоляторов; гидравлическое испытание изоляторов отделителя, камеры и внутренних полостей (ВВН-110, 154); поднятие шинных спусков, сборка токоведущей цепи, минуя выключатель; снятие временного крепления, чистка, смазка контактного вывода (ВВН-110, 154); замена опорного изолятора (ВВН-110, 154);

покраска;

ж) для электромагнитных выключателей:

расшиновка, выявление дефектов;

ремонт дугогасительных камер;

ремонт подвижных и неподвижных контактов;

проверка и ремонт цилиндров воздушного поддува;

сборка контактной системы, регулирование;

ремонт приводного механизма и привода;

ремонт проходных и опорных изоляторов;

регулирование выключателя, привода;

измерение переходного сопротивления контактов; измерение (скоростных характеристик) и испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

проверка состояния катушек;

ошиновка;

регулирование выключателя, привода;

покраска выключателя, шин;

а также, дополнительные работы: замена проходного и опорного изолятора;

переборка керамических пластин, дугогасительного устройства;

и) для высоковольтных вакуумных выключателей:

отсоединение от шин;

разборка;

замена вакуумных дугогасительных камер;

ремонт блокировки;

ремонт и смазка привода подшипниковых и шарнирных устройств;

сборка аппарата и привода;

регулировка приводного механизма и контактов;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

к) для выключателей нагрузки, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей:

расшиновка, осмотр;

ремонт головок с механизмом подъема и опускания ножа;

ремонт рабочих и главных ножей;

ремонт головок механизма поворотных контактов;

ремонт поворотных и опорных колонок;

ремонт привода и приводного механизма;

контрольная подтяжка болтовых соединений;

ремонт цепей вторичной коммутации и наладка световой сигнализации;

регулировка;

покраска;

ошиновка;

проверка состояния крепления;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

а также, дополнительные работы: ремонт заземляющих ножей; замена изоляторов и отдельных участков шин; замена болтовых и контактных соединений;

л) для трубчатых и вентильных разрядников:

демонтаж и полная разборка разрядника;

удаление оплавленного конца стержневого электрода (РТ), регулировка его длины (замена в случае необходимости);

чистка кольцевого электрода;

ремонт гасительной камеры, замена вилитовых дисков при необходимости (РВ);

чистка и ремонт выхлопного устройства;

восстановление лаковой изоляции;

сборка и монтаж разрядника;

проверка герметичности;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

м) для предохранителей (свыше 1000 В):

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

н) для заземлителей (ЗОН):

расшиновка, осмотр;

ремонт опорных изоляторов, контактной сети, рабочего ножа, тяги привода;

измерение переходного сопротивления контактов;

проверка крепления;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

покраска;

опробование путем 5-10 кратных операций включения и отключения.

Примечание - Для комплектных трансформаторов подстанций и распределительных устройств типовые объема работ включают в себя соответствующие объемы работ по ТО, текущему и капитальному ремонтам оборудования и аппаратуры, рассмотренные в настоящем разделе и входящие в том или ином составе в комплект этих подстанций и РУ.

5.3. Контроль работоспособности электрооборудования высокого напряжения

5.3.1. Работоспособность электрооборудования поддерживается периодическими осмотрами, плановыми диагностическими контролями, испытаниями, ремонтами.

Требования при выполнении работ изложены в общих правилах - ПУЭ, ПЭЭП, ПТБ, отраслевых документах и научно-технической документации по диагностированию - приложение Ж, таблица Ж.5 данного Положения, "Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов" /14/, "Методические указания по определению расхода коммутационного ресурса выключателей при эксплуатации" /15/ и т.п.

Оптимальное сочетание требований, содержащихся в НТД, определяется для каждого предприятия АО МН по следующим критериям:

надежность электроснабжения (для одного оборудования должна быть стопроцентной, для другого допускается кратковременные перерывы в электроснабжении);

экономичность (оборудование, имеющееся в резерве, позволяет отодвинуть сроки испытаний и ремонтов).

5.3.2. Надежность работы электрооборудования зависит от состояния изоляции токоведущих частей. Оценка состояния изоляции при испытаниях проводится по значению активного сопротивления и

по результатам испытаний изоляции повышенным напряжением.

Активное сопротивление изоляции силовых трансформаторов не нормируется, но качество изоляции подлежит регулярной проверке. Требования к изоляции электрооборудования приведены в ПЭЭП, ПУЭ, государственных стандартах и других нормативных документах.

Основные признаки неработоспособности, требующие вывода силовых трансформаторов из работы: сильный неравномерный шум и потрескивание внутри трансформатора; ненормальный и постоянно возрастающий нагрев трансформатора при номинальных нагрузке и охлаждении; выброс масла из расширителя или разрыв диафрагмы выхлопной трубы; течь масла с понижением уровня ниже уровня масломерного стекла; резкое изменение цвета масла (на несколько баллов); наличие сколов и трещин на изоляторах, появление следов их перекрытия.

5.3.3. Основным способом оценки работоспособности и выявления дефектов аппаратов высокого напряжения является комплексное опробование, при котором проводятся проверки и измерения, характеризующие готовность электрооборудования к работе.

При опробовании выключателя проводятся измерения времени включения и отключения, а также разновременности замыкания и размыкания контактов, проверка работы приводов (напряжение срабатывания электромагнитов и т.п.). Правильность регулировки и функционирования узлов определяют по осциллограмме выполнения рабочих циклов. Высокие нагревы токоведущих частей являются следствием дефектов контактных соединений и обнаруживаются путем контроля их температуры.

Контроль работоспособности предохранителей осуществляется одновременно с присоединенным электрооборудованием. Плавкие предохранители проверяются при плановых ремонтах на их соответствие номинальным параметрам защищаемого электрооборудования.

Техническое состояние разъединителей определяется работоспособностью изоляторов (на поверхности глазури не должно быть трещин и сколов площадью более 1 $см^2$), токоведущих частей, приводного механизма и каркаса. Регулировка разъединителей должна

обеспечивать попадание подвижных ножей в неподвижные контакты без ударов и перекосов, нож не должен доходить на 5 мм до основания неподвижного контакта.

5.3.4. Применение методов и средств диагностирования (безразборного определения технического состояния) позволит персоналу располагать точными данными о техническом состоянии электрооборудования и безошибочно определять время его ремонта или замены.

Применение диагностирования позволяет проводить ремонты электрооборудования с учетом его технического состояния, то есть только в тех случаях, когда износ узлов и деталей достигает значений, при которых дальнейшая работа может привести к отказу и будет экономически нецелесообразной.

5.4. Периодичность технического обслуживания, контроля и ремонта

5.4.1. Осмотр трансформаторов без их отключения согласно ПЭЭП проводится в следующие сроки:

главных понижающих трансформаторов станций и силовых трансформаторов собственных нужд - 1 раз в сутки;

остальных трансформаторов и трасформаторных подстанций - 1 раз в месяц.

Трансформаторы и аппараты высокого напряжения во взрывоопасных зонах не реже одного раза в 3 месяца подвергаются наружному осмотру ответственным за электрохозяйство НПС.

5.4.2. Внеочередные осмотры трансформаторных подстанций, РУ (высоковольтных аппаратов) проводятся: после неблагоприятных погодных воздействий (гроза, резкое изменение температуры, сильный ветер, туман, мокрый снег, гололед и т.п.); при срабатывании газовой защиты на сигнал, а также при отключении трансформатора (реактора) газовой или (и) дифференциальной защитой; после каждого отключения высоковольтных аппаратов от короткого замыкания и при сильном загрязнении.

Распределительные устройства (гасительные камеры выключа-

телей нагрузки, газогенерирующие дугогасящие вкладыши и неподвижные контакты) осматривают в сроки, установленные ответственным за электрохозяйство, в зависимости от частоты оперативных переключений.

5.4.3. Технический осмотр выключателей в КРУ проводится 1 раз в год и при отключении от тока короткого замыкания. Кроме того, не менее 1 раза в год проверяется действие выключателя с приводом, если за истекший период выключатель не выполнял операции включения и отключения (ВО). Осмотр вакуумных выключателей проводится через 2500 операций ВО, но не реже 1 раза в год.

5.4.4. Диагностический контроль электрооборудования высокого напряжения проводится в сроки, определяемые РД 34.46.302-89 /14/, РД 34.46.303-89 /16/, методическими указаниями по диагностированию и приложениями А, Ж данного Положения.

5.4.5. Ремонт трансформаторов и аппаратов высокого напряжения, непосредственно связанных с механо-технологическим оборудованием, выполняется одновременно с ремонтом последних, с учетом требований РД 153-39ТН-008-96 /17/.

5.4.6. Техническое обслуживание, ремонт и испытания трансформаторов и аппаратов высокого напряжения проводятся в сроки, определяемые ПЭЭП, руководством по эксплуатации на данный вид электрооборудования и аппаратов, таблицами 5.1, 5.2.

Таблица 5.1 Периодичность ремонта трансформаторов и аппаратов высокого напряжения

Наименование оборудования	Периодичность	
	Т, мес.	К, лет
Открытые распределительные устройства (ОРУ) напряжением 35-150 кВ		
Трансформаторы силовые напряжением 150/35/6-10 кВ, 110/35/6-10 кВ, 150/6-10 кВ, 110/6-10 кВ, 35/6-10 кВ с РПН (110 кВ)	12	По состоянию и результатам диагностического контроля
без РПН (35 кВ)	24	-"-

Продолжение таблицы 5.1

Наименование оборудования	Периодичность	
	Т, мес.	К, лет
Трансформаторы напряжения и тока	36	8
Для остальных трансформаторов	48	По техническому состоянию
Выключатели масляные (электромагнитные)	12	6-8
Отделители, короткозамыкатели, разъединители наружной установки	12	2-3
Разрядники вентильные (линейные и подстанционные)	36	8 (совместно с присоединением)
Подвесные, опорные и проходные изоляторы	36	8
Шины сборные и соединительные, штыревые изоляторы	см.табл.6.4	8 (через 4 года испытания)
Разрядники трубчатые	36	Совместно с присоединением
Разъединители всех типов	36	4-8 (в зависимости от конструкции)
Закрытые комплектные распределительные устройства напряжением 6-10 кВ		
Трансформаторы силовые напряжением 6-10/0,4 кВ	12	По техническому состоянию
Трансформаторы напряжения, тока	36	8 (по результатам испытаний)
Выключатели масляные (электромагнитные):		
вводные секционные	36	6-8 (при контроле характеристик в межремонтный период)

Продолжение таблицы 5.1

Наименование оборудования	Периодичность	
	Т, мес.	К, лет
отходящих фидеров	12 (или после 10 отключений токов КЗ)	6-8
электродвигателей насосных агрегатов	см.таблицу 5.2	
Вакуумные выключатели	Каждые 10000 операций ВО, но не реже 1 раза в 2 года	10
Выключатели нагрузки	12	4-8 (в зависимости от конструкции)
Разъединители внутренней установки	по мере необходимости	
Выключатели воздушные	48	По техническому состоянию
Реакторы токоограничивающие	36	8 (или по результатам испытаний)
Разрядники вентильные (высоковольтных электродвигателей)	12	8 (совместно с присоединением)
Предохранители напряжения выше 1000 В	12	8 (по техническому состоянию)
Шины сборные и соединительные	см.таблицу 6.4	
Электрооборудование вдольтрассовой ВЛ 6-10 кВ		
Трансформатор типа ОМ, ОМП	12	По техническому состоянию
Подстанции трансформаторные мачтовые 6-10/0,4 кВ	36	По техническому состоянию

Окончание таблицы 5.1

Наименование оборудования	Периодичность	
	Т, мес.	К, лет
Прочее электрооборудование		
Трансформаторы малой мощности для сети освещения, цепей управления и другие	36	По техническому состоянию

Таблица 5.2 Периодичность ремонта выключателей масляных (электромагнитных) для электродвигателей 6-10 кВ

Наименование оборудования	Периодичность	
	Т, количество пусков	К, лет
Выключатели масляные (электромагнитные) для синхронных и асинхронных электродвигателей 6-10 кВ с частотой вращения:		
3000 об/мин, мощностью: 8000 кВт и выше	25	3
2000-6300 кВт	50-60	6 (8 при контроле характеристик в межремонтный период)
300-1600 кВт	60-70	-"-
1000-1500 об/мин, мощностью: 250-1000 кВт	60-70	-"-
50-750 об/мин, мощностью: 300-1000 кВт	60-70	-"-

Примечания

1. При отключении 3-х токов короткого замыкания - ревизия.

2. Текущий ремонт проводится не реже 1 раза в год, если выключатель не выполнил операции по включению и отключению.

5.4.7. Периодичность ремонта оборудования, работающего в условиях повышенной влажности, агрессивных сред, усиленного загрязнения, определяется местными инструкциями, с учетом требований ПЭЭП, но не реже сроков, указанных в таблице 5.1. В зависимости от местных условий и состояния электрооборудования указанные сроки могут быть изменены ответственным за электрохозяйство.

5.5. Трудоемкость ремонта

Нормы трудоемкости ТО трансформаторов и аппаратов высокого напряжения на объектах, обслуживаемых по графику ТОР, принимаются в объеме 10% от плановой (табличной) трудоемкости текущего ремонта.

Нормы трудоемкости ремонта трансформаторов и аппаратов высокого напряжения заимствованы из нормативов системы ТОР Минтопэнерго РФ /12, 13/ и нормативных документов РАО "ЕЭС России" /18, 19/ и указаны в таблицах 5.3, 5.4.

Таблица 5.3 Нормы трудоемкости ремонта трансформаторов

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей при капитальном ремонте, разряд-чел.	Трудоемкость, чел.-ч	
		Т	К
Трансформаторы силовые, маслонаполненные, двухобмоточные типа ТМ напряжением 6-10 кВ, мощностью, кВА:			
10	3р-1 2р-1	4,0	41,9
25	-"-	4,6	46,5
40	-"-	4,8	52,8
60	-"-	5,1	58,2
100	-"-	5,8	67,6
160	-"-	7,0	76,9

Продолжение таблицы 5.3

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей при капитальном ремонте, разряд-чел.	Трудоемкость, чел.-ч	
		Т	К
180	3р-1 2р-1	7,2	78,1
250	-"-	9,6	111,3
400	-"-	11,4	124,0
630	-"-	14,2	177,0
1000	-"-	17,2	190,0
1600, 2500	4р-1 3р-1 2р-1	18,6	210,0
4000	-"-	20,0	245,0
Трансформаторы силовые, маслонаполненные, двухобмоточные напряжением 35/6 кВ, типов: ТМ 4000/35	5р-1 4р-1 3р-1 2р-1	28,2	275,3
ТМ 6300/35	-"-	30,3	304,0
ТМ 10000/35	-"-	60,0	480,0
ТД 10000/35	-"-	42,1	452,1
ТДНС-15000/35	-"-	48,9	537,1
ТДН-20000/35	-"-	53,5	666,5
ТРДН-32000/35	-"-	80,5	731,8
Трансформаторы силовые, маслонаполненные, двухобмоточные типа ТМ напряжением 110-150 кВ, мощностью, кВА:			
2500	6р-1 4р-1 3р-1 2р-1	26,0	360,4
4000	-"-	37,0	424,0
6300	-"-	40,0	490,0

Продолжение таблицы 5.3

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей при капитальном ремонте, разряд-чел.	Трудоемкость, чел.-ч	
		Т	К
Трансформаторы силовые, маслонаполненные, трехобмоточные, типа ТМ	см.примечание таблицы 5.3		
Трансформаторы силовые, маслонаполненные, двухобмоточные типа ТД напряжением 110-150 кВ, мощностью, кВА:			
10000	6р-1 4р-1 3р-2 2р-1	56,0	557,8
16000	6р-1 5р-1 4р-1 3р-2 2р-1	60,0	623,0
20000	-"-	64,0	715,0
25000	-"-	77,3	751,7
40000	-"-	81,0	868,0
63000	-"-	98,0	929,0
Трансформаторы силовые, маслонаполненные, трехобмоточные, типа ТД	см.примечание таблицы 5.3		
Трансформаторы силовые типа ТМЗ напряжением 6-10 кВ, мощностью, кВА:			
630	3р-1 2р-2	15,4	191,5
1000	-"-	19,7	220,0
1600	-"-	25,5	230,0
Трансформаторы однофазные сухие напряжением 0,2-0,4 кВ:			
ОСО мощностью 0,25 кВА	3р-1 2р-1	1,2	6,5

Продолжение таблицы 5.3

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей при капитальном ремонте, разряд-чел.	Трудоемкость, чел.-ч	
		Т	К
ОСВ мощностью 0,25-3 кВА	3р-1 2р-1	1,2	6,5
ОСО-04 мощностью 0,20-5 кВА	-"-	1,8	8,7
ТБС-2 мощностью 1,0 кВА	-"-	2,3	11,0
ТПД мощностью 0,05-0,25 кВА	-"-	2,3	11,0
ТС мощностью 2,5 кВА	-"-	3,4	18,4
Трансформаторы трехфазные сухие типов:			
ТС-40	3р-1 2р-1	4,8	37,3
ТС-180	-"-	9,6	79,6
ТС-400	-"-	15,4	128,2
Трансформаторы сухие типа ТСЗ и ТСЗС напряжением 6-10 кВ с сушкой активной части в индукционной печи /18/, мощностью, кВА: без замены обмоток			
до 100	4р-1 3р-1 2р-1	13,2	54,2 (20,2)*
160	-"-	13,2	56,6 (20,6)*
250	-"-	13,6	69,0 (21,0)*
400	-"-	13,6	81,7 (21,7)*
630	-"-	14,2	94,2 (22,2)*
1000	-"-	14,7	94,7 (22,7)*

* без сушки активной части при капитальном ремонте

Продолжение таблицы 5.3

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей при капитальном ремонте, разряд-чел.	Трудоемкость, чел.-ч	
		Т	К
То же, с заменой обмоток и частичной заменой пластин магнитопровода:			
до 100	4р-1 3р-1 2р-1	13,2	76,4 (42,4)*
160	-"-	13,2	80,8 (44,8)*
250	-"-	13,6	95,2 (47,2)*
400	-"-	13,6	109,9 (49,9)*
630	-"-	14,2	124,4 (52,4)*
1000	-"-	14,7	128,4 (56,4)*
ТСВ-4-10	3р-1 2р-1	4,6	38,2
ТСЗВ-360	-"-	15,1	126,0
Трансформаторы вдольтрассовые однофазные типа ОМ, ОМП напряжением 6-35 кВ, мощностью, кВА:			
до 4		2,2	3,0
10		2,4	3,2
до 60		5,8	62,9

* без сушки активной части при капитальном ремонте

Окончание таблицы 5.3

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей при капитальном ремонте, разряд-чел.	Трудоемкость, чел.-ч	
		Т	К
Трансформатор местного освещения типа ЯТП мощностью 0,75 кВА, напряжением 36 В		1,2	8,0

Примечания

1. Норму времени на ремонт трехфазных трехобмоточных трансформаторов определять с коэффициентом 1,2 к норме времени на ремонт соответствующего по мощности трехфазного двухобмоточного трансформатора.

2. Норму времени на ремонт однофазных двухобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов определять с коэффициентом 0,75 к нормам времени на ремонт соответствующего по мощности трехфазного двухобмоточного трансформатора.

3. Текущий ремонт сухих трансформаторов типа ТСЗ и ТСЗС напряжением 6-10 кВ проводится звеном электрослесарей в составе: 4р-1, 2р-1.

4. При ремонте трансформаторов, мощности которых отличаются от предусмотренных в Положении, нормы времени приравнивать к ближайшей по числовому значению мощности нормативной таблицы.

Таблица 5.4 Нормы трудоемкости ремонта трансформаторов тока и напряжения, аппаратов высокого напряжения

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей, разряд-чел.		Трудоемкость, чел.-ч		
			Т	К	
	Т	К		основные работы	дополнительные работы
Трансформаторы тока напряжением: до 150 кВ					
ТФНД-150	5р-1 3р-1	5р-1 4р-1	5,2	16,7	-

Продолжение таблицы 5.4

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей, разряд-чел.		Трудоемкость, чел.-ч		
				К	
	Т	К	Т	основные работы	дополнительные работы
до 110 кВ					
ТФНД-110М	5р-1 3р-1	5р-1 4р-1	4,0	14,5	7,5* 3,9
до 35 кВ					
ТФНД-35М, ТФНР-35, ТФН-35	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1	2,8	6,3	4,9* 3,9
до 10 кВ					
ТПОЛ, ТПФ-8, ТПФМ-10, ТПЛ, ТК-4, ТК (0-49)	4р-1 2р-1	4р-1 2р-1	2,9	-	-
Трансформаторы тока внутренней установки катушечные /12/, А:					
5000	-"-	-"-	6,0	18,0	-
1500	-"-	-"-	4,5	13,5	-
Трансформаторы напряжения, напряжением:					
до 150 кВ					
НКФ-150	5р-1 3р-1 2р-1	5р-1 4р-1	7,2	17,7	8,8* 18,9
до 110 кВ					
НКФ-110	5р-1 3р-1	5р-1 3р-1	3,7	13,7	7,6* 12,4
до 35 кВ					
НОМ-35	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1	2,8	8,0	4,4* 3,4
до 10 кВ /18/					
НОМ-6, НОМ-10	4р-1 2р-1	4р-1 3р-1	1,4	4,4	0,5 один ввод
НТМИ-6, НТМИ-10, НКМИ-10	-"-	-"-	1,5	7,2	0,5

* - в числителе трудоемкость при замене блока, в знаменателе - при замене масла

Продолжение таблицы 5.4

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей, разряд-чел.		Трудоемкость, чел.-ч		
			Т	К	
	Т	К		основные работы	дополнительные работы
НТМК-6, НТМК-10	4р-1 2р-1	4р-1 3р-1	1,5	8,2	0,5
Реакторы сухие	4р-1 3р-1	5р-1 3р-1 2р-1	4,5	38,1	-
Выключатели масляные напряжением:					
до 150 кВ					
МКП-160 с приводом ШПС-30Б	5р-1 4р-1 3р-2	6р-1 4р-2 3р-1	16,1	107,0	23,8
до 110 кВ					
МКП-110, МКП-110М У-110 с приводами ШПЖ-33, ШПЭ-31	-"-	-"-	16,1	110,3	23,4
ВМК-110, ВМК-110М с приводом ПЭВ-3	5р-1 3р-1	5р-1 4р-1 3р-1 2р-1	16,1	105,3	7,8
МГ-110 с приводом ШПС-30 /19/	5р-1 3р-1	5р-1 4р-1 3р-1	14,8	92,0	8,0
ММО-110 с приводом ЗПИ-70000	-"-	-"-	24,3	133,9	25,8
до 35 кВ					
ВМП-16, ВМП-14, ВМ-16, ВМ-14 с приводом ПС-10	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1	4,4	13,1	1,0
ВМ-23, ВМ-22 с приводом ПС-20	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1	4,4	15,4	1,5
ВМ-35, ВМД-35, ВТД-35, С-35 с приводом ШПЭ-2	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1	7,4	26,9	2,5

Продолжение таблицы 5.4

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей, разряд-чел.		Трудоемкость, чел.-ч		
				К	
	Т	К	Т	основные работы	дополнительные работы
МКП-35 с приводом ШПЭ	4р-1 3р-1	5р-1 3р-1 2р-1	7,8	31,4	11,8
ВМП-35П, ВМПЭ-35 с приводом ППМ-10, ПЭ-11	-"-	4р-1 3р-1 2р-1	6,3	24,0	-
до 10 кВ					
ВМГ-10, ВМГП-10, ВПМ-10 с приводами ПП-67, ППВ-10, ПЭ-11, ПС-10	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1 2р-1	5,9	16,7	0,8
ВМП-10, ВМП-10К, ВМПЭ-10, ВМП-10Э с приводами ПЭ-11, ПЭВ-11а	-"-	-"-	5,7	20,4	0,3
ВМП-10П, ВМП-10, ВМПП-10 с приводами ПЭ-11, ППМ-10	-"-	-"-	4,9	24,2	-
ВГ-10 с приводом ППР-21	-"-	-"-	4,2	16,6	-
МГГ-10 с приводом ПЭ-21	-"-	-"-	7,3	42,5	1,1
МГ-10, МГУ-20 с приводом ПС-31	-"-	-"-	14,0	62,0	1,5
ВМ-10, ВМБ-10 с приводами ПС-20, ПРБА, ПС-10	-"-	4р-1 3р-1	4,4	13,6	1,0
Воздушные выключатели напряжением:					
до 150 кВ					
ВВН-154-8	5р-1 3р-1 2р-1	5р-1 4р-1 3р-1 2р-1	49,7	358,5	93,1

Продолжение таблицы 5.4

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей, разряд-чел.		Трудоемкость, чел.-ч		
			Т	К	
	Т	К		основные работы	дополнительные работы
до 110 кВ					
ВВН-110-6	5р-1 3р-1 2р-1	5р-1 4р-1 3р-2 2р-1	37,6	230,2	49,3
до 35 кВ					
ВВН-35	4р-1 3р-1 2р-1	5р-1 3р-1 2р-1	20,0	92,2	7,8
ВВП-35-2	-"-	-"-	20,0	78,8	11,4
Электромагнитные выключатели /18/					
ВЭМ-6-2000 с приводом ПЭ-22	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1 2р-1	6,3	37,8	0,8
ВЭМ-6-3200 с приводом ПЭ-22	-"-	-"-	8,1	48,8	0,8
ВЭС-6-40/2000 с электромагнитным приводом	-"-	-"-	8,0	52,0	-
ВЭ-6-40/2000, ВЭ-6-40/3200, ВЭ-10-2500 с встроенным пружинным приводом	-"-	-"-	8,9	60,0	-
ВЭ-6-40/1600, ВЭ-10-1250, ВЭ-10-1600 с встроенным пружинным приводом	-"-	-"-	7,8	57,1	-
Вакуумные выключатели 6-10 кВ, А:					
до 630	-"-	-"-	6,0	-	-
1600	-"-	-"-	12,0	-	-

Продолжение таблицы 5.4

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей, разряд-чел.		Трудоемкость, чел.-ч		
			Т	К	
	Т	К		основные работы	дополнительные работы
Разъединители напряжением:					
до 150 кВ					
РНДЗ-150, РЛНД-150	5р-1 4р-1 3р-1 2р-1	5р-1 4р-1 3р-2	8,2	37,0	4,6
РЛКЗ-150 с приводом ПДН-220	5р-1 3р-1	5р-1 3р-2 2р-1	8,0	43,5	3,9
до 110 кВ /12/ наружные на номинальный ток, А:					
до 600	4р-1 3р-1 2р-1	5р-1 4р-1 3р-1 2р-1	7,2	24,0	-
1000	-"-	-"-	8,4	30,0	-
2000	-"-	-"-	10,8	36,0	-
до 35 кВ наружные на номинальный ток, А:					
до 600	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1	4,6	20,8	-
1000	-"-	-"-	6,0	25,0	-
2000	-"-	-"-	7,5	28,5	-
до 10 кВ					
РЛН-6, РЛН-10 с приводом ПРН-10	-"-	3р-1 2р-1	3,5	7,4	-
РЛНД-6, РЛНД-10 с приводом ПРН-10	-"-	-"-	3,5	7,0	-

Продолжение таблицы 5.4

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей, разряд-чел.		Трудоемкость, чел.-ч		
			Т	К	
	Т	К		основные работы	дополнительные работы
однополюсные на номинальный ток /18/, А:					
до 630	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1	0,8	1,4	0,3
1000	-"-	-"-	0,9	2,6	0,3
2000	-"-	-"-	2,1	3,6	0,3
4000	-"-	-"-	2,5	5,7	0,4
трехполюсные, на номинальный ток /18/, А:					
до 630	4р-1 2р-1	4р-1 3р-1	2,8	7,3	0,3
свыше 630	-"-	-"-	3,2	9,9	0,3
2000	-"-	-"-	4,8	13,7	0,3
до 4000	-"-	-"-	5,2	15,9	0,4
Отделители напряжением:					
до 150 кВ	4р-1 3р-1	5р-1 4р-1 3р-2	8,6	49,3	-
до 110 кВ	-"-	-"-	4,7	23,5	3,4
до 35 кВ	-"-	-"-	4,2	22,9	2,3
Короткозамыкатели напряжением:					
до 150 кВ КЗ-150, КЗ-150М с приводом ШПКМ	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1	4,8	14,5	-
до 110 кВ КЗ-110, КЗ-110М с приводом ШПКМ	-"-	-"-	3,7	12,1	-

Окончание таблицы 5.4

Наименование оборудования	Состав звена электрослесарей, разряд-чел.		Трудоемкость, чел.-ч		
				К	
	Т	К	Т	основные работы	дополнительные работы
до 35 кВ КЗ-35 с приводом ШПКМ	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1	3,9	14,2	-
Заземлители ЗОН-110М, ЗОН-110У с приводом ПРН-10	4р-1 2р-1	4р-1 3р-1	2,6	6,6	-
Разрядники трубчатые типа РТВ	4р-1 2р-1	-"-	0,5	3,0	-
Разрядники вентильные типов:					
до 110 кВ РВМГ-110, РВС-110	4р-1 3р-1	4р-1 3р-1	6,0	15,0	-
до 35 кВ РВС-35	-"-	-"-	3,0	12,7	-
до 10 кВ РВП-6, РВО-10, РВМ-10, РВРД-10	-"-	-"-	0,8	6,3	-

Примечания

1. Для трансформаторов тока напряжением 35-110 (150) кВ нормами предусмотрена замена верхнего блока, при замене нижнего блока нормы трудоемкости применяются с коэффициентом 1,8.

2. Значения норм трудоемкости используются с поправочными коэффициентами:

для трансформаторов на месте установки, в стесненных условиях - 1,2;

для трансформаторов с РПН (регулированием под нагрузкой), спецтрансформаторов - 1,25;

при отсутствии мостового крана на ремонтной площадке трансформатора (на операции, выполняемые с помощью подъемных механизмов) - 1,2;

для трансформаторов с расщепленными и алюминиевыми обмотками - 1,1;

трансформаторов сухих - 0,4.

Нормы трудоемкости ремонта комплектных трансформаторных подстанций и комплектных распределительных устройств определяются суммой норм трудоемкости входящих в их состав аппаратов.

5.6. Нормы резерва и расхода для электрооборудования высокого напряжения

Нормы резерва трансформаторов и электрооборудования высокого напряжения приведены в приложении Р (таблица Р.1), комплектующих изделий и запасных частей к ним - таблица Р.3.

Нормы расхода материалов на ремонт трансформаторов приведены в приложении С, таблицы С.8 - С.11; масляных выключателей - таблица С.12; разъединителей - таблица С.13.

Нормы расхода комплектующих изделий и запасных частей трансформаторов, масляных выключателей, разъединителей и предохранителей приведены в таблице С.14.

6. ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

6.1. Наименование линий

К линиям электропередачи относятся:

воздушные линии электропередачи (ВЛ) напряжением до 110 кВ, находящиеся на балансе и в эксплуатации предприятий АО МН;

силовые кабельные линии (КЛ) наружной и внутренней прокладки напряжением до 10 кВ;

осветительные сети;

силовые шинопроводы, шинные сборки, магистральные шины и ошиновки распределительных устройств (РУ);

заземляющие устройства.

6.2. Типовой объем работ по техническому обслуживанию и видам ремонта

В объем технического обслуживания входят следующие работы:

периодические осмотры с исправлением дефектов, не требующих отключения линий;

контроль равномерности загрузки фаз;

выполнение отдельных видов работ по устранению мелких повреждений и неисправностей.

Внеочередные осмотры ВЛ и их участков проводятся для выявления неисправностей, возникающих после аварий, стихийных явлений или условий, влияющих на конструктивную целостность элементов ВЛ (образование на проводах и тросах гололеда, ледоход и разлив рек, пожары вблизи ВЛ, ураганы, оползни, туманы и моросящие дожди в зонах загрязнения и т.п.).

6.2.1. Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем ТО входят следующие операции:

а) для воздушных линий электропередачи:

контроль противопожарного состояния трассы: (расчистка трасс от поросли, ликвидация посторонних предметов, случайных строений, стогов сена, деревьев, угрожающих падением на линию, складирования горючих материалов, костров);

контроль состояния фундаментов, приставок (проверка оседания и вспучивания грунта вокруг фундаментов, наличия трещин и повреждений в фундаментах, приставках);

проверка состояния опор (отклонение от вертикали; следы обгорания и расщепления деревянных деталей; целостность бандажей, заземляющих спусков на деревянных опорах; состояние сварных швов болтовых и заклепочных соединений на металлических опорах; отрыв металлических элементов; наличие трещин и повреждений в бетоне железобетонных опор);

контроль состояния проводов и тросов (выявление обрывов проводов, нарушений регулировки проводов и тросов; выявление недопустимого изменения стрел провеса и расстояний от проводов до земли и объектов);

проверка состояния изоляторов (выявление боя, трещин, загрязненности, повреждения глазури; контроль за наличием гаек, замков или шплинтов; наличие заземления крюков штыревых изоляторов);

проверка состояния разрядников, коммутационной аппаратуры ВЛ и концевых кабельных муфт; наличия и целостности заземляющих проводов.

В объем отдельных видов работ, проводимых при техническом обслуживании ВЛ, входят: обрезка сучьев; восстановление знаков и плакатов на отдельных опорах; замена поврежденных элементов; выправка опор; подтрамбовка грунта у оснований опор; перетяжка проволочных бандажей крепления деревянных стоек к приставкам; удаление набросов на провода; осмотр, проверка, замена трубчатых разрядников;

б) для силовых кабельных линий:

контроль соответствия кабелей фактическим нагрузкам;

контроль температуры нагрева кабеля;

наружный осмотр всей трассы, мест пересечения трассы кабелей с другими коммуникациями, железными и шоссейными дорогами;

проверка трассы на отсутствие осыпей грунта; провалов в траншеях с кабелями, в местах пересечения с канавами, кюветами; завалов трасс посторонними и тяжелыми громоздкими предметами (при необходимости устранение);

проверка наличия и целостности покрытия кабельных каналов съемными плитами;

проверка состояния мест прохода кабелей через стены и подходы к распределительным пунктам, токоприемникам, кабельным колодцам;

проверка состояния мест выхода кабелей из земли в блок-контейнеры, на стены зданий и блок-боксов механо-технологического

оборудования НПС или опоры ВЛ;

проверка исправности соединительных и концевых муфт (отсутствие подтеков кабельной массы), сухих разделок и креплений;

проверка состояния наружных поверхностей оболочек кабелей, а также отсутствие джута на проложенных кабелях;

проверка состояния устройств (труб, коробов, крыш), защищающих и закрепляющих кабельные линии, проложенные по стенам зданий, эстакадам, металлоконструкциям и на наклонных участках;

проверка состояния заземления кабелей;

проверка и восстановление маркировки кабелей, реперов, предупредительных плакатов и надписей;

в) для внутрицеховых силовых и осветительных сетей;

контроль прочности крепления мест механической защиты; мест ввода (вывода) в аппараты, электродвигатели, распределительные пункты, шкафы управления;

осмотры мест прохода сетей через стены и перекрытия; крепления и состояния конструкций, по которым проложены кабели и провода;

проверка состояния изоляции сетей и защитных покрытий;

проверка состояния контактных соединений, паек и т.п. во взрывоопасных и пожароопасных помещениях (блок-боксах), экранирующих оболочек и защитных покрытий;

проверка надежности соединения трубных вводов во взрыво- и пожароопасных средах, состояния заземления трубных проводок;

контроль за отсутствием признаков перегрева и соответствия сетей фактическим нагрузкам;

проверка состояния проводов, изоляторов, роликов и мест их крепления, замена при необходимости поврежденных скоб и креплений;

проверка целостности концевых воронок; деревянных, эбонитовых и карболитовых втулок;

проверка и чистка распаечных коробок;

устранение провеса сетей и участков с поврежденной изоляцией;

восстановление нарушений маркировки, надписей и предупре-

дительных плакатов;

г) для силовых шинопроводов, шинных сборок магистральных шин и ошиновок РУ:

проверка плотности контактов соединений;

контроль за отсутствием признаков перегрева, подгаров и коррозии контактов; исправление, подтяжка, зачистка контактов при первом возможном профилактическом отключении;

контроль изменения цвета термопокрытий и термопленок;

контроль соответствия фактических нагрузок сечениям шин;

проверка и восстановление целостности защитных кожухов, сетчатых ограждений и их заземления, а также изоляционных перегородок, прокладок, креплений, клиц и изоляторов;

проверка наличия и восстановление маркировки, надписей, предупредительных плакатов, окраски шин и защитных мест для наложения переносных заземлений;

д) для заземляющих устройств:

проверка целостности и надежности заземляющих проводников, сварных и болтовых соединений, наличия контргаек и контршайб;

проверка надежности приварки наконечников на гибких заземляющих проводниках, соответствия сечения заземляющих проводников;

проверка отсутствия последовательного заземления оборудования и аппаратов;

контроль целостности и соответствия окраски, антикоррозионных покрытий;

контроль доступности проложенных заземляющих проводников для осмотра и ремонта.

6.2.2. Типовой объем работ при текущем ремонте

В объем текущего ремонта входят операции технического обслуживания (осмотров), а также:

а) для воздушных линий электропередачи:

верховой осмотр;

проверка загнивания древесины; возобновление антисептических обмазок, при необходимости замена деревянных опор и деталей;

проверка наличия ржавчины металлических опор и траверс железобетонных опор, при необходимости их очистка и окраска;

проверка правильности установки опор;

ремонт опор, деталей и поддерживающих конструкций;

подтяжка болтовых соединений и анкерных болтов металлических опор;

удаление ржавчины на бандажах и хомутах, при необходимости замена и окраска;

проверка натяжения, ремонт или замена подкосов, оттяжек и узлов их крепления;

замена поврежденных изоляторов и арматуры;

снятие с опор и ревизия разрядников;

измерение расстояний от проводов до земли и пересекаемых сооружений;

перетягивание отдельных участков, подтяжка и регулирование провеса проводов;

измерение сопротивления заземления;

восстановление постоянных знаков по всей длине ВЛ;

б) для силовых кабельных линий;

чистка кабельных каналов, туннелей;

ремонт и замена конструкций крепления кабелей, исправление их раскладки, рихтовка кабелей, устранение коррозии оболочек;

устранение завалов, просадок и подмывов в траншеях; ремонт кабельных каналов, траншей и эстакад; замена отдельных плит перекрытия;

осмотр, чистка и перезаделка (при необходимости) концевых кабельных муфт, воронок, соединительных муфт, сухих разделок; замена наконечников;

определение температуры нагрева кабелей;

перекладка (при необходимости) отдельных участков кабельных линий;

испытание изоляции кабелей повышенным напряжением или мегомметром в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП; /1/

восстановление надписей, бирок утраченной маркировки, окраска сухих разделок;

в) для внутрицеховых силовых и осветительных сетей:

замена отдельных участков сети с поврежденной или ветхой изоляцией;

протирка изоляторов, замена при необходимости;

подтяжка проводов сетей, упорядочение их раскладки;

проверка прочности присоединения проводок и кабелей;

проверка соответствия плавких вставок предохранителей условиям их выбора и (при необходимости) замена их;

замена выключателей, розеток, распаечных коробок, разъемов;

ремонт комплектующих аппаратов, щитков освещения;

мелкий ремонт групповых распределительных и предохранительных щитков и коробок;

измерение сопротивления изоляции в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП;

г) для силовых шинопроводов, шинных сборок, магистральных шин и ошиновок РУ:

внешний осмотр шин, выявление дефектов и их устранение, проверка степени нагрева;

очистка от загрязнений, протирка;

рихтовка шин и ремонт болтовых и сварных контактных соединений;

измерение сопротивления изоляции;

подтяжка креплений корпуса шинопровода, опорных конструкций;

измерение переходных сопротивлений контактных соединений;

очистка, ремонт изоляторов, изоляционных перегородок и пе-

регородок клиц, при необходимости замена;

проверка, ремонт или замена сетчатых ограждений, защитных кожухов и их заземления;

окраска несущих и защитных конструкций;

восстановление расцветок фаз, защита мест для наложения переносного заземления;

д) для заземляющих устройств:

измерение сопротивления заземляющего устройства;

ликвидация обрывов;

проверка отдельных стыков и ремонт мест соединения;

замена и окраска отдельных участков сети заземления;

проведение измерений и испытаний в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП.

6.2.3. Типовой объем работ при капитальном ремонте

В объем капитального ремонта входят все операции текущего ремонта, а также:

а) для воздушных линий электропередач 35-110 кВ;

- на деревянных опорах:

замена опор (деталей), у которых загнивание древесины больше допустимого, в том числе замена деревянных приставок и опор (железобетонными);

установка приставок;

выправка опор;

замена и окраска болтовых соединений, деталей опор;

- на металлических и железобетонных (ж/б) опорах:

усиление или замена элементов опор, потерявших несущую способность;

заделка трещин и выбоин на ж/б опорах;

защита бетона подземной части опор от действия агрессивной среды на ж/б опорах;

замена отдельных опор;

выправка опор, устранение перекосов траверс;

ремонт подземной части опор (фундаментов);

усиление заделки опор в грунте;

окраска металлических узлов, деталей опор и их оснований;

- на проводах и тросах:

установка и замена соединителей, ремонтных зажимов и бандажей;

контроль сварных соединений;

закрепление оборванных проволок, подмотка лент в зажимах;

вырезка и замена неисправных участков провода (троса);

- на изоляторах, арматуре, трубчатых разрядниках:

увеличение количества изоляторов в изолирующих подвесках (при необходимости);

чистка и обмыв изоляторов;

установка гасителей вибрации; замена поддерживающих и натяжных зажимов, распорок, крюков;

установка и замена трубчатых разрядников;

- на заземлении:

ремонт контуров заземления, при необходимости замена;

ремонт или замена заземляющих спусков и мест присоединения их к заземляющему контуру;

- на трассе ВЛ:

поддержание проектных размеров ширины просеки;

устройство проездов по трассе (без строительства дорог);

планировка, подсыпка, подграмбовка грунта у основания опоры;

установка и ремонт отбойных тумб у опор, расположенных у обочин дорог;

испытание ВЛ в соответствии с Нормами ПЭЭП;

- специальные работы:

переустройство переходов, пересечений и подходов к НПС или подстанциям;

ремонт светоограждений опор (при необходимости);

б) для воздушных линий электропередачи до 35 кВ:

поддержание ширины просеки в размере, установленном проектом;

установка и ремонт отбойных тумб;

выправка опор, подсыпка и трамбовка грунта у основания опор;

замена стоек, траверс, подкосов и приставок;

перенос и установка дополнительных опор;

переустройство закрепления опор в грунте;

перетяжка, замена участков и ремонт (установка и замена соединителей, ремонтных зажимов, бандажей) проводов, замена вводов ВЛ к производственным зданиям и жилым домам;

устройство двойных креплений;

установка дополнительных изоляторов;

замена крюков и штырей;

регулировка, ремонт или замена разъединителей;

замена заземляющего спуска, устройств заземления;

проверка, замена и установка недостающих устройств грозозащиты;

- при ремонте под напряжением:

подключение нового ввода в здание к действующей линии;

замена и перетяжка проводов ответвления от действующей линии к вводу в здание;

замена на опоре петли (перемычки) и устранение обрыва проводов ответвления от действующей линии к вводу в здание;

установка концевой кабельной муфты на опоре и подключение ее к действующей линии;

подключение построенной линии (отпайки) к действующей линии;

устройство на деревянной опоре спуска повторного заземления нулевого провода;

установка светильника наружного освещения на опоре с подключением к действующей линии;

в) для силовых кабельных линий:

выборочные шурфование и вскрытие кабельных траншей, полное вскрытие каналов со съемными плитами;

частичная или полная замена (по результатам проверки и испытаний) участков кабельной линии;

окраска кабелей и кабельных конструкций;

обеспечение дополнительной механической защиты (перегородок) в местах возможного повреждения кабелей;

испытание кабелей повышенным напряжением в соответствии с Нормами ПЭЭП;

г) для осветительных сетей:

частичная (не менее 30%) или полная замена проводов и кабелей участков сети;

увеличение сечения проводов по условиям повышения пропускной способности;

окраска труб, конструкций, скоб и других креплений;

дополнительное крепление участков сети;

текущий ремонт светильников, замена их при необходимости;

замена неисправных трансформаторов местного освещения;

д) для силовых шинопроводов, шинных сборок, магистральных шин и ошиновок РУ:

замена отдельных участков шинопроводов, сборных шин подстанций, РУ, силовых щитов и пунктов; рихтовка шинных сборок;

замена секций ввода и вывода, защитных кожухов и сетчатых ограждений;

замена изоляторов, изоляционных прокладок и клиц; ремонт креплений, проверка сопротивления изоляции;

е) для заземляющих устройств электроустановок:

выборочное вскрытие грунта (2%), осмотр и, при необходимости, полная или частичная замена элементов контура, находящегося в земле, магистралей и проводников заземляющей сети и их окраска;

измерение сопротивления заземляющего устройства, испыта-

ние в соответствии с Нормами ПЭЭП;

ремонт или замена заземляющих спусков и мест присоединения их к заземляющему контуру.

6.3. Контроль работоспособности линий электропередачи

6.3.1. Осмотры и проверки контролируемых параметров КЛ, ВЛ и осветительных сетей проводятся согласно методическим указаниям, нормативно-технической документации и таблицам 6.1, 6.2, 6.3.

Таблица 6.1 Контроль и измерения параметров кабельных линий

Наименование контролируемого параметра	Периодичность	Порядок проведения	Средства измерения
Контроль изоляции кабелей:		Прикладывается напряжение 2500 В в течение 1 мин. Проводится после мелких ремонтов не связанных с перемонтажем кабеля, перед наступлением сезона и не реже 1 раза в год в стационарных установках	Мегомметр
до 10 кВ	1 раз в год		
до 1000В	1 раз в 3 года		
		Оценка состояния изоляции кабелей, находящихся в эксплуатации, указана в приложении К, таблица К.5.	Мегомметр
Контроль температуры:		Проводится на участках, где имеется опасность перегрева кабелей,точную зону выявляют тепловизором. Температура кабелей должна быть не выше допустимых значений (приложение К, таблица К.3)	Температуру КЛ, проложенных открыто, измеряют термометром, при прокладке в земле - с помощью термопар. Для выявления зон нагрева КЛ - тепловизоры, термометр "Кельвин" и другие
оболочки кабеля и жилы, проложенных открыто	2 раза в год		
в земле	Не реже 1 раза в год		

Окончание таблицы 6.1

Наименование контролируемого параметра	Периодичность	Порядок проведения	Средства измерения
воздуха в помещениях и кабельных туннелях	В летнее время - 1 раз в неделю, далее 1 раз в месяц	Температура воздуха внутри туннелей, сооружений в летнее время должна быть не более, чем на 10 ^{o}C выше температуры наружного воздуха	Термометры
Контроль нагрузок на кабельные линии	Ежегодно, не менее 2 раз в различных точках сети. Один раз измерения проводятся в период максимальной нагрузки линии	Допустимые токовые перегрузки на период ликвидации аварии указаны в приложении К, таблица К.6	Измерительные трансформаторы тока с вторичными приборами, измерительные клещи (для 0,4 кВ)
Контроль антикоррозийной защиты оболочек КЛ	Не реже 1 раза в 3 года	Коррозия КЛ от воздействия блуждающих электрических токов определяется по "Правилам защиты подземных металлических сооружений от коррозии". Почвенная коррозия оценивается по степени агрессивности грунтов, величине удельного электрического сопротивления (приложение К, таблица К.4) и данным химического анализа проб грунтов	
Испытания и измерения параметров КЛ	В соответствии с Нормами испытаний ПЭЭП, совместно с планово-предупредительными ремонтами	В соответствии с требованиями Норм ПЭЭП	

Таблица 6.2 Осмотр, контроль и профилактические проверки при обслуживании ВЛ

Наименование работ (контролируемые параметры)	Периодичность проведения, методы контроля	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения и регистрация работ, регламентирующая документация	Способ контроля или измерения, инструменты
1. Периодические осмотры ВЛ				
1.1.Осмотр по всей длине ВЛ электромонтерами	Не реже 1 раза в год	Трещины и сколы изоляторов, набросы на проводах и тросах, искрение в соединениях проводов	По графику ТОР с заполнением листка осмотра (приложение И)	Визуально
1.2. Осмотр ВЛ 0,4-10 кВ без подъема на опоры (на территории НПС)	Не реже 1 раза в месяц	То же	То же	Визуально
1.3. Контрольный (выборочный) осмотр отдельных участков ВЛ инженерно-техническими работниками	Не реже 1 раза в год	То же	То же	Визуально
1.4. Плановый осмотр и контроль ВЛ, включенных в план капитального ремонта на будущий год. ИТР (совместно с электромонтерами) проводит проверку загнивания древесины, заземления опор, расстояний от проводов до земли и сооружений, сопротивления петли "фаза-нуль"	В течение года, предшествующего году проведения капитального ремонта	Загнивание древесины, разрушение заземляющего контура, нарушение габарита с землей	На основании результатов измерений, занесенных в журнал дефектов, проводится корректировка срока капитального ремонта, составление смет и спецификаций	Проверки осуществляются соответствующими инструментами

Продолжение таблицы 6.2

Наименование работ (контролируемые параметры)	Периодичность проведения, методы контроля	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения и регистрация работ, регламентирующая документация	Способ контроля или измерения, инструменты
1.5.Осмотр в ночное время	По мере необходимости, в сырую погоду, в периоды максимальных нагрузок	Коронирование изоляторов, опасность перекрытия изоляции, для ВЛ 35-110 кВ - неисправные контактные соединения	По интенсивности коронирования определяется степень загрязненности, наличие на изоляторах разрядов желтого или белого цвета является признаком приближающегося перекрытия. Требуется очистка или замена изоляции	Визуально
1.6. Верховые осмотры с выборочной оценкой состояния проводов и тросов в зажимах и дистанционных распорках	На ВЛ 35-110 кВ не реже 1 раза в 6 лет; на ВЛ, эксплуатируемых более 20 лет - 1 раз в 5 лет; на ВЛ до 35 кВ - при необходимости	Неисправности крепления подвесок, проводов, молниезащитных тросов, верхней части опор, изоляторов и степени их загрязнения	При обнаружении повреждения проводов от вибрации проводится сплошная проверка с выемкой проводов из поддерживающих зажимов. Сведения заносятся в листок осмотра (проверки)	Визуально

Продолжение таблицы 6.2

Наименование работ (контролируемые параметры)	Периодичность проведения, методы контроля	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения и регистрация работ, регламентирующая документация	Способ контроля или измерения, инструменты
2. Внеочередные осмотры ВЛ				
2.1. Осмотр после стихийных явлений или в условиях, приводящих к повреждениям ВЛ (осматриваются все ВЛ, находящиеся в зоне стихийных явлений)	По мере необходимости	Дефекты, вызванные стихийными явлениями (пожары, ураганы, гололед)	Заполняется листок осмотра (проверки)	Визуально
2.2. Осмотр: после неуспешного автоматического повторного включения ВЛ;	Немедленно	Выяснить причины отключения	Заполняется листок осмотра, выявляются дефекты, приводящие к самоустраняющимся автоматическим отключениям ВЛ	Специальные инструменты и приборы
после успешного повторного включения	По мере необходимости	То же		
3. Оперативный диагностический контроль ВЛ, напряжением 0,4-10 кВ (с учетом таблицы 2.1)				
4. Плановый диагностический контроль и профилактические проверки				
4.1. Проверка состояния трассы ВЛ (противопожарное состояние)	При осмотрах ВЛ	Наличие набросов, поросли, деревьев (угрожающих падением на провода ВЛ)	Порядок проведения согласно местных инструкций	Визуально

Продолжение таблицы 6.2

Наименование работ (контролируемые параметры)	Периодичность проведения, методы контроля	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения и регистрация работ, регламентирующая документация	Способ контроля или измерения, инструменты
4.2. Проверка загнивания деревянных элементов опор в сечениях, наиболее подверженных загниванию (рисунок 6.1)	1 раз через 3-6 лет после ввода ВЛ в эксплуатацию; далее - не реже одного раза в 3 года; для ВЛ 0,4-10 кВ - не реже 1 раза в 5 лет; а также перед подъемом электромонтера на опору или сменой деталей опоры.	Отдельные очаги гнили, трещины; глубина загнивания древесины	Заполняется листок осмотра. При применении некачественной древесины сроки проверки корректируются ответственным за электрохозяйство на основании опыта эксплуатации, но не реже 1 раза в 3 года	Щуп с полусантиметровыми делениями, полый буравчик. Индикатор загнивания древесины опор - ИЗД. Запрещается устанавливать степень загнивания методом "простукивания"
4.3. Проверка расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов, до пересекаемых сооружений	Не реже 1 раза в 5 лет и по мере необходимости	Нарушение габарита с землей, нарушения габарита на пересечении	"Типовая инструкция по эксплуатации ВЛ напряжением 35-800 кВ", часть II /20/. Заполняется листок осмотра (проверки)	Теодолит, высотомер, изолирующие штанги и канаты. Рулетка, канат, рейки - при снятом напряжении и др.

Продолжение таблицы 6.2

Наименование работ (контролируемые параметры)	Периодичность проведения, методы контроля	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения и регистрация работ, регламентирующая документация	Способ контроля или измерения, инструменты
4.4. Проверка вертикального положения опор и состояния железобетонных ее элементов	Не реже 1 раза в 6 лет; в процессе осмотров; перед подъемом на опору или сменой деталей	Оголение арматуры, растрескивание бетона	"Типовая инструкция по техническому обслуживанию и капитальному ремонту ВЛ напряжением 0,38-20 кВ" /21/	Для проверки положения опор - геодезические инструменты, индикаторы натяжения; для ж/б элементов - бинокль и др.
4.5. Проверка состояния контактных болтовых соединений проводов электрическими измерениями на ВЛ 35-110 кВ	1 раз в 6 лет и совместно с верховыми осмотрами	Падение напряжения	Контактные болтовые соединения, измерения по которым показали их неудовлетворительное состояние, подвергаются вскрытию, а затем ремонтируются или заменяются	Измерительные приборы, штанги и др.

Продолжение таблицы 6.2

Наименование работ (контролируемые параметры)	Периодичность проведения, методы контроля	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения и регистрация работ, регламентирующая документация	Способ контроля или измерения, инструменты
4.6. Измерение сопротивления петли "фаза-нуль" на ВЛ 0,4 - 10 кВ	При подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих увеличение этого сопротивления; при увеличении нагрузки, требующей замены плавкой вставки предохранителя или установки автоматического выключателя	Сопротивление петли "фаза-нуль" выше нормативного	Заполняется листок осмотра (проверки)	М - 417 и другие
4.7. Проверка заземляющих устройств (заземления) на опорах всех типов	При осмотрах ВЛ, после капитального ремонта или реконструкции заземляющего устройства, на ВЛ 0,4-10 кВ не реже 1 раза в 5 лет	Сопротивление заземления выше нормы, разрушение заземляющего контура	Проводится в сухую погоду с заполнением листка осмотра (проверки)	МС - 07; МС - 08; М - 416; без снятия напряжения - ИЗБОТ и другие
4.8. Проверка изоляторов				
4.8.1. Контроль состояния фарфоровых и стеклянных изоляторов всех типов и линейной арматуры	При осмотрах ВЛ	Трещины, оплавления глазури	То же	Визуально

Продолжение таблицы 6.2

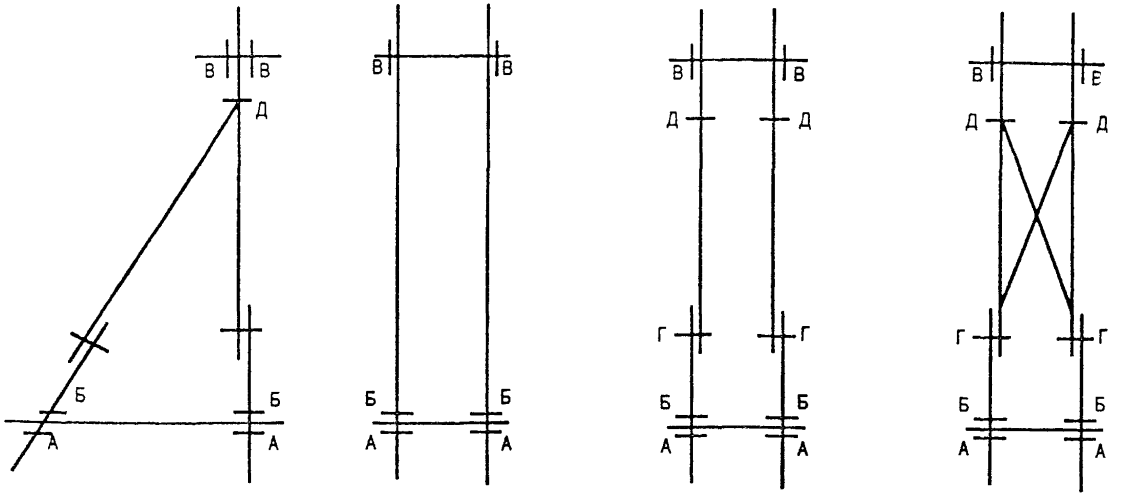
Наименование работ (контролируемые параметры)	Периодичность проведения, методы контроля	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения и регистрация работ, регламентирующая документация	Способ контроля или измерения, инструменты
4.8.2. Проверка электрической прочности подвесных тарельчатых фарфоровых изоляторов	В первый год эксплуатации, далее - не реже 1 раза в 6 лет	Внутренние повреждения изоляции	Проверка проводится: а) под напряжением б) со снятием напряжения	а) измерительные штанги с применением киловольтметра; б) испытательные устройства
4.9. Осмотр с земли трубчатых разрядников	В процессе осмотров	Ожоги, трещины, расслоения, царапины	Заполняется листок осмотра (проверки)	Визуально
4.10. Проверка трубчатых разрядников и защитных промежутков	Не реже одного раза в 5 лет на ВЛ 0,4-10 кВ, 1 раз в 3 года на ВЛ 35-110 кВ	Нарушение искровых промежутков	Нормы испытаний ПЭЭП	АИ-70, МС-05, Ф-410212 и другие
4.11.Проверка антикоррозионного состояния покрытия металлических опор, траверс и подножников с выборочным вскрытием грунта, всех металлических частей	Не реже 1 раза в 6 лет, одновременно с верховыми осмотрами	Коррозия металла	МУ 34-70-177-87 " Методические указания по оценке технического состояния металлических опор воздушных линий электропередачи и порталов открытых распределительных устройств напряжением 35 кВ и выше"	Индикаторный глубиномер, шабер, дефектоскоп, (ЛКМ-1М), штангенциркуль

Продолжение таблицы 6.2

Наименование работ (контролируемые параметры)	Периодичность проведения, методы контроля	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения и регистрация работ, регламентирующая документация	Способ контроля или измерения, инструменты
4.12.Контроль состояния опорной, подвесной и натяжной изоляции ОРУ и ВЛ-110 кВ	Периодический контроль	Нарушение работоспособности внешней изоляции	Используется документация СибНИИЭ, (Новосибирск, ул.Фрунзе, 9)	Специальные приборы
4.13.Контроль за интенсивностью "пляски" проводов на ВЛ-35 кВ и выше	Экспертная оценка обобщенного фактора опасности пляски - R	Контроль предотвращает повреждения элементов ВЛ, замыкания, обрыв проводов	РД 34.20.181-91 "Методические указания по районированию территории энергосистем и трасс ВЛ по частоте повторяемости и интенсивности пляски проводов"	Угломерные инструменты
4.14.Комплексная проверка изоляции (без снятия напряжения) у присоединенных к сети ТП и ВЛ 6-10 кВ	Периодичность проведения проверки согласовать с испытаниями в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП	Замыкания, целостность изоляции	МУ 34-70-108-85 "Методические указания по проведению комплексных проверок изоляции без снятия напряжения в распределительных воздушных сетях 6-10 кВ"	Измерительный трансформатор напряжения - НТМИ,регулятор напряжения,выпрямительное устройство,приборы для определения места повреждения изоляции

Окончание таблицы 6.2

Наименование работ (контролируемые параметры)	Периодичность проведения, методы контроля	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения и регистрация работ, регламентирующая документация	Способ контроля или измерения, инструменты
4.15. Тепловизионный контроль на ВЛ 35-110 кВ	Периодический контроль. Метод инфракрасной диагностики для контроля зон нагрева	Дефекты в контактных соединениях, локальные перегревы	Порядок проведения устанавливается на основе материалов фирмы ОРГРЭС с учетом условий эксплуатации электроустановок МН	Приборы инфракрасной техники: тепловизоры, пирометры, термометры "Кельвин", КМ 826, КМ 801, КМ 1000 и другие
5. Определение мест повреждения				
Определение мест повреждения (ОМП) на ВЛ 110 кВ	Методы ОМП: с двухсторонним измерением токов и напряжений нулевой и обратной последовательности; с односторонним измерением полного (индуктивного) сопротивления, симметричных составляющих токов (напряжений)	Повреждения проводов ВЛ, все виды короткого замыкания	ТИ 34-70-035-85 "Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждения ВЛ-110 кВ и выше с помощью фиксирующих приборов" РД 34.35.517-89 "Методические указания по определению мест повреждения ВЛ-110 кВ и выше с помощью фиксирующих приборов" "Типовое положение по организации эксплуатации устройств для определения мест повреждений ВЛ напряжением 6-20 кВ"	Фиксирующие индикаторы сопротивления (ФИС), тока и напряжения обратной последовательности; омметры - измеряют сопротивление петли К З ; Л И Ф П ; ФИП; ФИП-1; ФИП-2 и другие



а –одностоечная опора с подкосом; б – П-образная опора без приставок; в –П-образная опора с приставками; г – П-образная опора с раскосами.

А – на глубине 30-40 см ниже уровня земли; Б – на уровне земли; В – на траверсе в месте сочленения ее со стойкой; Г – у верхних бандажей; Д – в местах закрепления раскосов, распорок и подкосов

Рисунок 6.1 – Опасные сечения деревянных опор

Таблица 6.3 *Осмотры и контроль параметров осветительных сетей и световых приборов*

Технологическая операция	Периодичность	Объем работ и порядок проведения
Осмотры и проверки	В зависимости от производственных условий, но не реже 1 раза в 2 месяца для элементов осветительной установки, относящихся к рабочему освещению, 1 раз в месяц - для аварийного освещения	Очистка от загрязнений; контроль за местом эксплуатации, крепежными элементами, уплотнением кабельных вводов, защитными сетками и колпаками, заземлением, резьбовыми соединениями; замена ламп (при необходимости). Для оборудования с взрывонепроницаемой оболочкой - контроль за взрывонепроницаемыми зазорами щупом; для оборудования с защитой вида "е" - контроль за работоспособностью стартера и балластного сопротивления
Контроль сопротивления изоляции сетей рабочего и аврийного освещения	Не реже 1 раза в 3 года	Сопротивление изоляции электрических сетей рабочего и аварийного освещения должно быть не менее 0,5 мОм
Контроль состояния изоляции сетей во взрывоопасных помещениях	Не реже 1 раза в 6 месяцев	Порядок проведения согласно местных инструкций
Контроль освещенности помещений	Фотометрические измерения освещенности основных помещений во время эксплуатации 1 раз в год, в остальных случаях- не реже 1 раза в 2 года	Контроль за освещенностью рабочих мест на объектах НПС осуществляют люксмером в соответствии с проектными требованиями
Очистка от грязи, пыли осветительной арматуры и ламп	Очищаются в сроки по местным инструкциям. При толщине слоя осевшей пыли и грязи более 5 мм - досрочно	Толщина слоя на одной из нагревающихся поверхностей не должна превышать 5 мм

6.4. Периодичность технического обслуживания и ремонта

6.4.1. Периодичность ТО и ремонта воздушных и кабельных линий (таблица 6.4, 6.5) установлена с учетом назначения конструкций линий, влияния окружающей среды и требований ПЭЭП. В условиях эксплуатации выполнение ремонтных работ в объеме текущего или капитального ремонта окончательно устанавливается в зависимости от технического состояния линий.

Таблица 6.4 Периодичность технического обслуживания и ремонта линий электропередач

Наименование линий	Периодичность		
	ТО, мес.	Т, мес.	К, лет
Воздушные линии электропередачи напряжением 35-110 (150) кВ:			
на железобетонных и металлических опорах	6 (3*)	72 (48*)	По техническому состоянию, но не реже одного раза в 10 лет (при контроле изоляторов и соединений проводов через 6 лет)
на деревянных опорах с железобетонными приставками	6 (3*)	60 (36*)	То же с проверкой степени загнивания древесины через 3 года
Воздушные линии электропередачи напряжением 6 (10) кВ:			
на железобетонных опорах	6 (3*)	36 (12*)	По техническому состоянию, но не реже одного раза в 6 лет
на деревянных опорах с железобетонными приставками	6	36	По состоянию, но не реже одного раза в 5 лет
Воздушные линии электропередачи напряжением до 1 кВ:			
на железобетонных опорах	6 (3*)	36 (36*)	По техническому состоянию, но не реже одного раза в 6 лет

* Для районов Крайнего Севера и местностей, приравненных к ним.

Окончание таблицы 6.4

Наименование линий	Периодичность		
	ТО, мес.	Т, мес.	К, лет
на деревянных опорах с железобетонными приставками	6 (3*)	36 (36*)	По состоянию, но не реже одного раза в 5 лет
Разрядники	Совместно с ВЛ	12	Совместно с ВЛ
Силовые кабельные линии напряжением 6 (10) кВ:			
на территории НПС	см.таблицу 6.5	36 (12*)	5
на переходах ВЛ	12	36	5
То же, напряжением 0,4 кВ	12 (6*)	36 (12*)	5 (4*)
Концевые разделки кабелей 6 (10) и 0,4 кВ, контрольных кабелей	6	12	5
Внутрицеховые электропроводки напряжением до 1 кВ:			
в чистых и сухих помещениях	24 (12*)	72 (60*)	1 (10* мес.)
в помещениях с повышенной опасностью	12	36	5
Шины сборные соединительные напряжением 110, 35, 10, 6 кВ	-	36	6
Шины магистральные, шинопроводы силовые, сборки шинные напряжением 0,4 кВ	-	12	6
Заземляющие устройства ВЛ	Совместно с ВЛ	36 (12*)	Совместно с ВЛ
Заземляющие устройства электроустановок, кроме ВЛ	Совместно с оборудованием	36 (24*)	Совместно с оборудованием

* Для районов Крайнего Севера и местностей, приравненных к ним.

6.4.2. Периодичность осмотров и диагностических контролей ВЛ указаны в таблице 6.1, КЛ - в таблице 6.5 и может уточняться методическими указаниями, разработанными на конкретный контролируемый параметр диагностического контроля.

Возможные возникновения неработоспособности кабельных линий с указанием дефектов приведены в таблице 6.6.

Таблица 6.5 Периодичность осмотров кабельных линий

Вид и объект	Периодичность
Плановый диагностический контроль туннелей, коллекторов, каналов оперативным (дежурным) персоналом	По местным инструкциям, но не реже 1 раза в месяца
Плановые осмотры монтерами:	
трасс кабелей, проложенных в земле	По местным инструкциям, но не реже 1 раза в 3 месяца
концевых муфт на линиях напряжением выше 1000 В, трасс кабелей, проложенных на эстакадах, каналах, коллекторах и по стенам зданий	Одновременно с осмотром электрооборудования, но не реже 1 раза в 6 месяцев
то же, напряжением до 1000 В	Одновременно с другим оборудованием, не реже 1 раза в год
кабельных муфт, расположенных в трансформаторных помещениях и РУ	Одновременно с осмотром электрооборудования, не реже 2 раз в год
кабельных колодцев	Не реже 1 раза в 2 года
подводных кабелей	По местным инструкциям
Выборочные осмотры (сезонное ТО) кабельных каналов ИТР	В соответствии с местными инструкциями, но не реже 1 раза в 6 месяцев
Осмотры кабельных колодцев и каналов	Одновременно с осмотром кабельных трасс
Внеочередные осмотры	В период паводков и после ливней, при отключении КЛ релейной защитой, при установлении повреждения на данном участке

Таблица 6.6 Неисправности кабельных линий

Дефекты, подлежащие немедленному устранению	Дефекты, подлежащие устранению в кратчайший срок (в плановом порядке)	Дефекты, за которыми устанавливают повышенное наблюдение
	Кабельные линии	
Пробки, глубокие вмятины, трещины, расплавление свинцовой оболочки, вспучивание, сквозное разъедание химическими реагентами или блуждающими токами свинцовой оболочки	Провисание в летние месяцы из-за отсутствия промежуточных кронштейнов; соединения генераторных и трансформаторных кабелей	Перекрещивание, изломы, крутые изгибы, продольное перекручивание и изменение круглой формы, глубокие складки и сильная волнистость на оболочке
	Соединительные муфты	
Глубокие вмятины, сквозные трещины, вспучивание, сплющивание	Кособокость с овальностью 1:5 и более, складки глубиной 6-12 мм в горловине, наклонное положение муфты и отсутствие заземляющих перемычек	Незначительные механические повреждения (неглубокие вмятины и т.п.)
	Концевые муфты	
Рекристаллизация заливной массы, сильное загрязнение, трещины в фарфоре, нарушение армировки, фланцев и изоляторов муфт наружной установки	Трещины и изломы изоляции на расстоянии до 100 мм от края воронки, нарушение заземления корпуса воронки	Переплетение фаз, свинцовые конусы в месте уплотнения горловины, длинные концы фаз над воронкой

Примечание - Поврежденные кабели и кабельные муфты (образцы) при электрическом пробое изоляции подвергаются исследованиям (лабораторным) для установления причин повреждений и разработки мероприятий по их предупреждению.

6.4.3. Техническая диагностика с применением приборов (ин фракрасной техники), методических указаний по диагностированию позволит осуществить переход на профилактическое обслуживание

ремонт по состоянию (ремонтный цикл примет вид ТО (осмотр)-Т-ТО (осмотр). Объем ТО и ремонтов определяется с учетом результатов технической диагностики.

Приборы инфракрасной техники выявляют неисправности: в ВЛ - дефектные контактные соединения проводов при контроле с вертолета или земли, в кабельных линиях - пожароопасность кабелей по их тепловому состоянию;

в КРУ - нарушения контактных соединений ошиновки вводных проходных изоляторов, болтовых соединений ошиновки. При оценке состояния контактных соединений учитывается характер их выполнения (болтовые, опрессованные, сварные), влияющий на скорость развития дефекта.

Периодичность проверок контактных соединений с помощью тепловизора:

вновь вводимых ВЛ 35-110 кВ и выше - при приемке в эксплуатацию;

ВЛ 35-110 кВ и выше, проработавших 25 лет и более, при отбраковке контактных соединений 5% и более - ежегодно;

то же, при отбраковке контактных соединений менее 5% - один раз в 2 года;

ВЛ 110 кВ и выше, а также ВЛ, работающих с предельной токовой нагрузкой или питающих ответственных потребителей - ежегодно;

остальных ВЛ 35-110 кВ - не реже одного раза в 3-5 лет.

Сроки проверки работоспособности устройств пожарной сигнализации и пожаротушения, находящихся в кабельных сооружениях, устанавливаются местными инструкциями.

6.5. Трудоемкость технического обслуживания и ремонта

6.5.1. Нормами трудоемкости предусмотрены наиболее распространенные условия производства работ:

ремонт выполняется на отключенных одноцепных и двухцепных ВЛ, проходящих по невспаханной, неболотистой, без зарослей и

кустарника равнинной или холмистой незаселенной местности с крутизной склонов до 1:5, по снегу глубиной до 0,5 м;

ремонт и техническое обслуживание выполняется на опорах ВЛ, изготовленных из антисептированной древесины; на ВЛ не имеющих пересечений, зон напряжения от других ВЛ; с применением телескопической вышки при подъеме электромонтера на опору; без применения экранирующих костюмов;

сборка опор проводится на месте их установки;

ремонт и техническое обслуживание кабельных линий проводится в колодцах, коллекторах, туннелях, закрытых сооружениях, находящихся на глубине до 3 м от поверхности земли.

При выполнении работ в условиях, отличающихся от наиболее распространенных, Нормы трудоемкости применяются с поправочными коэффициентами (таблица 6.7).

При необходимости применения нескольких коэффициентов (по условиям проведения работ) величина трудоемкости (табличная) умножается на произведение коэффициентов. Не могут применяться одновременно коэффициенты, исключающие друг друга, например, при проведении работ в распутицу и на болотистой местности, в распутицу и в горных условиях и т.п.

Таблица 6.7 Поправочные коэффициенты к Нормам трудоемкости

Условия проведения работ	Коэффициент
На воздушных линиях:	
по болотистой местности	1,40
по местности, покрытой кустарником	1,30
по вспаханному полю или в распутицу (независимо от времени года)*	1,25

* Период работы в распутицу устанавливается руководителем предприятия по согласованию с местным комитетом профсоюза и оформляется актом

Окончание таблицы 6.7

Условия проведения работ	Коэффициент
по территории городов, поселков, предприятий, стройплощадок	1,20
по снегу глубиной более 0,5 м	1,15
горные условия, склоны, имеющие уклон более 1:5 при невозможности применения спецмеханизмов	1,40
по котлованам с притоком грунтовых вод	1,20
по барханным пескам	1,30
при работе (без снятия напряжения) на токоведущих частях	1,60
при работе с антисептированной древесиной	1,20
в зоне наведенного напряжения от других ВЛ	1,20
по просеке	1,10
на пересечениях с другими ВЛ	1,10
при выполнении работ в экранирующих костюмах при $t \leqslant 25\ ^{o}C$	1,05
$25\ ^{o}C < t \leqslant 30\ ^{o}C$	1,10
$t > 30\ ^{o}C$	1,25
при выполнении работ вручную (без применения спецмеханизмов) (0,4; 6-10 кВ)	1,80
На кабельных линиях:	
при замене (прокладке) кабеля в траншеях весной и осенью в распутицу в стороне от дорог с твердым покрытием	1,30
в коллекторах (туннелях), колодцах, закрытых сооружениях, находящихся на глубине более 3 м от поверхности земли	1,10

6.5.2. Нормы трудоемкости ремонта воздушных и кабельных линий всех напряжений, указанных в таблицах 6.7, 6.8, 6.9, заимствованы из нормативов планово-предупредительного ремонта Минтопэнерго РФ /12, 13/, РАО "ЕЭС России" /18, 19, 20/.

Таблица 6.8 Нормы трудоемкости ТО и ремонта линий электропередач

Наименование линии	Трудоемкость, чел.-ч		
	ТО	Т	К
Воздушные линии 0,4; 6-10 кВ на деревянных опорах на 1000 м однолинейного провода, сечением, мм^2:			
до 35	0,5	12,0	40,0
50	0,5	15,0	50,0
70	0,5	18,0	60,0
95 и более	0,5	24,0	80,0
То же, на металлических и железобетонных опорах, мм^2:			
до 35	0,5	9,0	30,0
50	0,5	12,0	40,0
70	0,5	15,0	60,0
95 и более	0,5	18,0	70,0
Воздушные линии напряжением 35-110 кВ на деревянных опорах на 1000 м при сечении однолинейного провода, мм^2:			
до 50	0,5	18,0	60,0
70	0,5	24,0	80,0
95 и выше	0,5	30,0	90,0
То же, на металлических и железобетонных опорах, мм^2:			
до 50	0,5	15,0	60,0
70	0,5	18,0	70,0
95 и выше	0,5	24,0	80,0
Воздушная линия напряжением 110 (150) кВ на железобетонных и металлических опорах на 1000 м однолинейного провода	1,0	35,0	105,0

Продолжение таблицы 6.8

Наименование линии	Трудоемкость, чел.-ч		
	ТО	Т	К
Кабельные линии напряжением до 10 кВ, проложенные в земле на территории НПС и на переходах ВЛ, на 1000 м провода, сечением, мм^2			
до 16	1,5	14,0	60,0
35	1,8	18,0	80,0
50	2,0	20,0	90,0
70	2,8	28,0	110,0
120	3,0	36,0	140,0
185	3,5	46,0	160,0
240	4,0	50,0	180,0
То же, проложенные на эстакадах, в туннелях, каналах и траншеях, мм^2:			
до 16	1,0	10,0	30,0
35	1,2	12,0	40,0
50	1,2	12,0	60,0
70	1,2	12,0	60,0
120	2,0	20,0	80,0
185	2,2	22,0	100,0
240	2,4	24,0	120,0
То же, проложенные по кирпичным и бетонным основаниям, в железобетонных блоках в земле, мм^2:			
до 16	1,5	15,0	62,0
35	1,8	18,0	86,0
50	2,0	25,0	98,0
70	2,8	30,0	120,0
120	3,0	35,0	160,0
185-240	4,0	45,0	200,0

Продолжение таблицы 6.8

Наименование линии	Трудоемкость, чел.-ч		
	ТО	Т	К
Внутрицеховые силовые сети, проложенные в трубах, на 100 м провода с затягиванием одного провода, суммарным сечением, мм^2:			
1,5-6	-	4,0	8,0
10-16	-	4,5	10,0
25-35	-	4,5	12,0
50-70	-	6,0	16,0
95-120	-	8,0	20,0
Внутрицеховые силовые сети, проложенные изолированным проводом по кирпичным и бетонным основаниям в любых помещениях, на 100 м провода, сечением, мм^2:			
1,5-6	-	6,0	18,0
10-16	-	8,0	24,0
25-35	-	10,0	30,0
50-70	-	12,0	36,0
95-120	-	15,0	45,0
Осветительные сети, проложенные кабелем, проводом, шнуром по кирпичным и бетонным основаниям, на 100 м провода, сечением, мм^2:			
2х1,5-4	-	6,0	20,0
3х1,5-4	-	8,0	35,0
То же, при скрытой проводке, сечением, мм^2:			
2х1,5-4	-	9,0	30,0
3х1,5-4	-	10,0	36,0

Окончание таблицы 6.8

Наименование линии	Трудоемкость, чел.-ч		
	ТО	Т	К
Открытые шинковки и шинопроводы на 10 м для тока, А:			
600	-	2,3	8,0
1600	-	3,0	10,0
2400	-	3,7	13,0
4000	-	4,6	16,0
Закрытые шинопроводы магистральные на секцию длиной 3 м для тока, А:			
1600	-	-	12,0
2500	-	-	15,0
4000	-	-	18,0
Токопроводы: 6-10 кВт	-	-	2,6
ТЭКН-20	-	-	9,7
Заземляющие устройства подстанций на 1 контур	-	-	52,0
Заземляющие устройства наружной установки на 1 контур	-	2,8	17,3
Сети заземления на 100 м (проложенные в районах Крайнего Севера)	-	-	8(10)

Примечания

1. В зависимости от способа прокладки для внутрицеховых сетей табличные значения трудоемкости следует принимать с коэффициентами:

проложенные по деревянным основаниям - 0,75

проложенные на высоте более 2,5 м - 1,1

2. Для ВЛ, используемых в условиях пустынь и ветров, болот и заболоченных местностей, а также в местах, приравниваемых к Крайнему Северу, Нормы трудоемкости используются с коэффициентом 1,8.

3. Для внутрицеховых силовых сетей, проложенных в трубах с затягиванием двух проводов, принимается коэффициент 1,1 для трех и более проводов - 1,8.

Таблица 6.9 Нормы трудоемкости при техническом обслуживании кабельных линий 0,4-6 кВ

Наименование операции	Трудоемкость, чел.-ч	Количество операций в год
Осмотр кабельных трасс, проходов, колодцев (100 м)	9,6	12
Осмотр кабельных туннелей (100 м)	3,6	12
Осмотр кабельных каналов (100 м)	8,4	12

Таблица 6.10 Нормы трудоемкости на ремонт элементов кабельных линий

Наименование элемента	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Воронки концевые для кабеля до 10 кВ с количеством жил до 4, сечением, мм^2:		
16	1,20	3,30
70	1,60	4,40
150	1,80	4,95
185	2,00	5,50
240	2,60	7,15
Воронки для контрольного кабеля сечением 2,5 мм^2 с количеством жил:		
7	0,60	1,65
14	1,00	2,75
19	1,20	3,30
30	1,60	4,40
37	2,20	6,05
Воронки для контрольного кабеля сечением 6 мм^2 с количеством жил:		
7	0,80	2,20
10	1,00	2,75

Продолжение таблицы 6.10

Наименование элемента	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Заделки концевые сухие для кабеля напряжением до 10 кВ с количеством жил до 4, сечением, мм^2:		
16	1,40	3,85
70	1,60	4,40
150	2,00	5,50
185	2,40	6,60
240	2,60	7,15
Заделки концевые сухие для контрольного кабеля с жилами сечением 2,5 мм^2 с количеством жил:		
7	0,32	0,88
14	0,60	1,65
19	0,80	2,20
30	1,20	3,30
37	1,40	3,85
То же, сечением жил 6 мм^2 с количеством жил:		
7	0,32	0,88
10	0,40	1,10
Заделки концевые в свинцовой перчатке для кабеля напряжением до 10 кВ с количеством жил до 4, сечением, мм^2:		
16	1,60	6,90
70	2,20	8,00
150	2,60	9,60
185	3,60	10,60
240	4,80	13,20

Продолжение таблицы 6.10

Наименование элемента	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Муфты соединительные свинцовые с защитным кожухом для кабеля напряжением до 10 кВ с количеством жил до 4, сечением, мм^2:		
16	4,00	1,10
70	5,60	15,40
150	7,20	19,80
185	8,40	23,10
240	10,00	27,50
Муфты соединительные эпоксидные напряжением до 10 кВ для кабеля с количеством жил до 4, сечением, мм^2:		
16	4,40	12,10
70	5,60	15,40
150	7,20	19,80
185	8,40	23,10
240	9,20	25,30
Соединение безмуфтовое контрольных кабелей сечением жил 2,5 мм^2 и с количеством жил:		
4	0,48	1,32
10	0,60	1,65
14	0,80	2,20
19	0,80	2,20
24	1,00	2,75
30	1,20	3,30
37	1,20	3,30

Окончание таблицы 6.10

Наименование элемента	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Соединение безмуфтовое контрольных кабелей сечением жил 6 мм^2 и с количеством жил:		
4	0,48	1,32
7	0,60	1,65
10	0,72	1,98

Таблица 6.11 Нормы трудоемкости ремонта воздушных линий электропередачи под напряжением

Наименование ремонтной операции	Состав звена, разряд-чел.	Трудоемкость, чел.-ч
1. ВЛ-0,4 кВ	4р - 1 3р - 1	
1.1. Подключение одного нового ввода в здание к действующей линии Количество подключаемых проводов, шт.:		
2		3,7
3		4,2
4		4,6
1.2. Замена проводов одного ответвления от действующей линии к вводу в здание Количество заменяемых проводов, шт.:		
1		3,0
2		4,0
3		4,4
4		5,0

Продолжение таблицы 6.11

Наименование ремонтной операции	Состав звена, разряд-чел.	Трудоемкость, чел.-ч
1.3. Перетяжка проводов одного ответвления от действующей линии к вводу в здание Количество перетягиваемых проводов, шт.:		
1		2,3
2		2,8
3		3,1
4		3,3
1.4. Замена дефектного изолятора на одной опоре		
1.4.1. Промежуточная опора с количеством заменяемых изоляторов, шт.:		
1		2,6
2		3,0
3		3,5
4		3,9
1.4.2. Угловая опора с количеством заменяемых изоляторов, шт.:		
1		2,8
2		3,3
3		3,7
4		4,2
1.5. Перетяжка отдельных линейных проводов в одном пролете Количество перетягиваемых проводов, шт.:		
1		2,7
2		3,1
3		3,6
4		4,0
5		4,4

Продолжение таблицы 6.11

Наименование ремонтной операции	Состав звена, разряд-чел.	Трудоемкость, чел.-ч
1.6. Замена на одной опоре петли от действующей линии к ответвлению к вводу в здание Количество заменяемых петель, шт.:		
1		1,9
2		2,2
3		2,5
4		2,7
1.7. Устранение одного обрыва проводов ответвления от действующей линии к вводу в здание Количество оборванных проводов, шт.:		
1		2,8
2		3,2
3		3,8
4		4,2
1.8. Установка одной концевой кабельной муфты на опоре и подключение ее к действующей линии		5,6
1.9. Устройство на деревянной опоре одного спуска повторного заземления нулевого провода		2,9
1.10. Установка одного светильника наружного освещения на опоре с подключением к действующей линии		3,2
2. ВЛ-110-150 кВ	6р - 1 5р - 1 4р - 1 3р - 2	
2.1. Проверка электрической прочности подвесных фарфоровых изоляторов		См. действующие "Нормы времени на испытания электрооборудования"

Окончание таблицы 6.11

Наименование ремонтной операции	Состав звена, разряд-чел.	Трудоемкость, чел.-ч
2.2. Замена одной изолирующей подвески		14,0
2.3. Замена одного элемента цепной арматуры		12,7
2.4. Замена одного поддерживающего зажима		13,1
2.5. Замена одного гасителя вибрации		9,4
2.6. Ревизия одного провода в зажиме		10,5
2.7. Установка одной тросовой связи для устранения кривизны железобетонных стоек опоры		12,4

Примечания

1. Нормы времени предусматривают выполнение ремонтных работ в соответствии с НР 34-00-109-86 /22/.

2. При установке нового крюка с изолятором норма времени увеличивается на 0,3 чел.-ч.

6.6. Нормы резерва и расхода для линий электропередачи

Нормы резерва оборудования, комплектующих изделий и запасных частей в зависимости от протяженности линий электропередачи, находящихся в эксплуатации, и их назначения (приложение Р, таблицы Р.1, Р.3) разработаны с использованием нормативов планово-предупредительного ремонта.

Нормы расхода комплектующих изделий, запасных частей и материалов на ремонт линий электропередачи, кабельных линий, внутрицеховых (осветительных) сетей разработаны с использованием технико-экономических нормативов планово-предупредительного ремонта, нормативных документов РАО "ЕЭС России" и указаны в приложении С, таблицы С.15-С.18.

7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

7.1. Наименование аппаратов

Электрические аппараты (ЭА) напряжением до 1000 В в зависимости от их назначения и конструктивного исполнения подразделяются на:

рубильники и переключатели;
выключатели автоматические;
пускатели магнитные, контакторы;
выключатели и переключатели пакетные;
командоаппараты, контроллеры и командоконтроллеры;
кнопки и станции управления;
ящики сопротивления и реостаты;
электромагнитные муфты и тормоза (тянущие, толкающие);
пункты распределительные (ПР);
щитки осветительные;
предохранители;
арматура осветительная.

7.2. Типовой объем работ по техническому обслуживанию и видам ремонта

Типовой объем работ по техническому обслуживанию, в связи с большим разнообразием видов и типов аппаратов, дан общий для всех видов. При ремонте аппаратов во взрывозащищенном исполнении следует руководствоваться РД 16.407-95 /7/.

7.2.1. Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В типовой объем работ технического обслуживания входят следующие операции:

наружный осмотр аппаратов и устранение видимых повреждений;

проверка соответствия аппаратов условиям эксплуатации и нагрузки;

чистка наружной части аппаратов от пыли и загрязнения, смазка трущихся элементов деталей;

проверка состояния коммутационных проводов, кабеля, контактных соединений и заземления;

проверка наличия нагревательных элементов у тепловых реле и их соответствия номинальному току токоприемника;

проверка уровня и температуры масла, отсутствия течи и доливка масла при необходимости;

проверка следов перегрева элементов сопротивления, контактов пускорегулирующих аппаратов;

регулирование одновременности включения и отключения ножей рубильников и переключателей;

проверка креплений корпусов, аппаратов, светильников и проводов;

проверка исправности кожухов, рукояток, замков, ручек, шкафов и другой аппаратуры;

затяжка крепежных деталей, контактных соединений и чистка;

проверка работы приводного механизма и блокировок;

проверка наличия соответствующих надписей на щитках, панелях и аппаратах;

проверка работы сигнальных устройств и целостности реле и других аппаратов, а также:

а) для электромагнитных муфт и тормозов:

проверка нагрева дисков и корпуса муфты;

проверка крепления корпуса муфты для предотвращения осевых перемещений;

проверка зазора между направляющей втулкой якоря и валом;

проверка исправности элементов системы охлаждения;

проверка крепления контактных колец на корпусе;

проверка легкости перемещения и четкости включения и отключения муфты;

б) для силовых полупроводниковых преобразователей:

проверка нагрева полупроводниковых приборов, пускорегулирующей аппаратуры и реле, наличия чрезмерного шума, повреждений;

проверка работы вентилятора в системе охлаждения;

устранение мелких дефектов.

7.2.2. Типовой объем работ при текущем ремонте

В объем работ при текущем ремонте входят все операции технического обслуживания, а также:

контроль технического состояния;

частичная разборка аппаратов;

чистка, промывка и сушка деталей;

выявление дефектных узлов и деталей, их ремонт или замена;

опиловка, зачистка и шлифовка всех контактных поверхностей;

проверка и регулировка плотности (зазора) и одновременности включения соответствующих групп контактов;

замена сигнальных ламп и ремонт их арматуры;

проверка и замена изоляторов;

проверка целостности и замена элементов сопротивления;

проверка исправности дугогасительных камер и перегородок, при необходимости их ремонт;

проверка и восстановление проходных изоляционных втулок и изоляции выводных концов;

ремонт или замена катушек электромагнитов и обмоток различного назначения;

восстановление изоляционного покрытия, ремонт деталей и механизмов аппаратов;

ремонт и замена подшипников и валов, смазка шарнирных соединений;

проверка состояния предохранителей и плавких вставок, при необходимости замена;

проверка состояния изоляции;

проверка состояния наконечников, выводов и внутренней коммутации аппаратов;

восстановление поврежденной окраски и необходимых надписей, а также:

а) для автоматов, магнитных пускателей и контакторов:

проверка и регулировка хода и нажатия подвижных контактов;

регулировка одновременности включения по фазам и величины зазора между подвижными и неподвижными рабочими контактами;

проверка главных, вспомогательных и искрогасительных контактов (при необходимости замена);

испытание действия защиты от источников тока;

проверка и регулировка хода и нажатия подвижных контактов;

проверка действия и регулировка механизма теплового реле, электромеханического привода, расцепителей перегрузки и короткого замыкания;

б) для распределительных пунктов и осветительных щитков:

ремонт или замена при необходимости отдельных аппаратов;

проверка состояния и ремонт ошиновки и электропроводки, подтяжка всех креплений и выводов;

ревизия автоматов;

мелкий ремонт корпуса сборки и запоров;

проверка правильности соединений по фазам;

проверка состояния концевых заделок кабелей, проводов;

проверка правильности положения рукоятки вводного рубильника или автомата в крайних положениях;

проверка и ремонт вторичных цепей коммутации и световой сигнализации;

проверка работы приводов или рычагов тяги;

окраска панелей при необходимости;

в) для электроосветительной арматуры:

проверка крепления патронов, контактов проводов в светиль-

никах и замена неисправных;

замена рефлекторов и отдельных светильников;

проверка наличия зануления и заземления, устранение дефектов;

перетяжка или замена, при необходимости, тросов и растяжек;

г) для командоаппаратов, командоконтроллеров и контроллеров:

отладка редуктора;

переклепка тормозных колодок;

проверка давления, прилегания и разрыва контактов;

проверка правильности работы блокировки и точности фиксации положений барабанов;

проверка взаимодействия отдельных узлов и механизмов;

замена редуктора со сменой масла;

проверка креплений барабанных секторов;

д) для электромагнитных муфт и тормозов:

смена изношенных щеток, регулировка щеткодержателей;

дополнение смазки подшипников;

чистка контактных колец и притирка поверхностей трения;

проверка сопротивления изоляции обмоток возбуждения и цепей их питания;

замена дисков и разводных колец при необходимости;

замена втулок, уплотнений;

е) для силовых полупроводниковых преобразователей:

проверка вставок предохранителей;

проверка состояния вентильных и тиристорных блоков, дросселей, реакторов, стабилизаторов, паек и затяжки резьбовых соединений;

протирка (спиртом) контактов, разъемов (корпусов) тиристоров, выпрямителей и инверторов;

проверка состояния системы охлаждения и срабатывания всех термоконтакторов путем местного нагрева.

После ремонта проводится испытание преобразователя в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП /1/.

7.2.3. Типовой объем работ при капитальном ремонте

В объем работ при капитальном ремонте входят операции текущего ремонта, а также:

перемотка или замена катушек всех назначений;

замена деталей механической части аппарата;

замена выводов крепежных деталей и запорной арматуры;

ремонт или замена корпусов и кожухов дугогасительных камер;

ремонт концевых заделок кабелей;

замена изоляционного масла в маслонаполненных аппаратах;

подтягивание пакета магнитопровода, а также:

а) для электромагнитных муфт и тормозов:

замена изношенных полюсных наконечников, выводных изоляторов и концов, контактных болтов, изношенных шайб и колец;

ремонт или замена изоляционной массы, проверка хода сердечника у тормозных электромагнитов;

б) для силовых полупроводниковых преобразователей:

замена дефектных полупроводниковых приборов;

ремонт пусковой и защитной арматуры, замена конденсаторов и измерительных приборов;

ремонт системы охлаждения с продувкой сжатым воздухом;

проверка цепей блокировки, настройка блоков автоматического регулирования.

После ремонта проводятся измерения и испытания аппаратов, преобразователей в объемах и в сроки, предусмотренные Нормами ПЭЭП.

Основной объем работ капитального ремонта (при его целесообразности и наличии технико-экономического обоснования) уточняется при текущем ремонте или техническом обслуживании (осмотре), с учетом результатов диагностического контроля.

7.3. Периодичность контроля и ремонта

Контроль работоспособности электрических аппаратов напряжением до 1000 В осуществляется при: оперативном контроле (1 раз в сутки); периодическом техническом обслуживании (осмотр 1 раз в месяц или совместно с присоединенным оборудованием), сезонном техническом обслуживании и плановом диагностическом контроле (1 раз в 6 месяцев) с использованием приборов инфракрасной техники и других; текущем и капитальном ремонте (таблица 7.1). Периодичность ремонтов устанавливается ответственным за электрохозяйство НПС в зависимости от состояния аппаратов и с учетом результатов диагностического контроля, осмотра и местных условий.

Таблица 7.1 Периодичность ремонта электрических аппаратов напряжением до 1000 В

Наименование аппаратов	Периодичность	
	Т, мес.	К, лет.
Рубильники, переключатели, выключатели автоматические универсальные и установочные, пускатели магнитные, выключатели и переключатели пакетные, командоаппараты и командоконтроллеры, реостаты сопротивления, контакторы, кнопки и станции управления, муфты и тормоза электромагнитные	По техническому состоянию и совместно с текущим ремонтом присоединенного оборудования	По техническому состоянию
Пункты распределительные (РП, СП, ПР, СУ)	24	3
Предохранители	24	По техническому состоянию
Прожекторы	По техническому состоянию	-"-
Щитки, арматура и электропроводка рабочего освещения	-"-	Замена по техническому состоянию
То же аварийного освещения	-"-	-"-

Окончание таблицы 7.1

Наименование аппаратов	Периодичность	
	Т, мес.	К, лет.
Электропечи сопротивления нагревательные	По техническому состоянию	3
Шкафы сушильные	-"-	6
Преобразователи тиристорные	12	По техническому состоянию
Датчики-преобразователи	6	-"-
Трансформаторы малой мощности для освещения, цепей управления и т.п.	12	-"-

Примечание - Измерения и проверки при ремонте и определении технического состояния электрических аппаратов проводятся с использованием приложения Л.

7.4. Трудоемкость технического обслуживания и ремонта

Трудоемкость технического обслуживания устанавливается в размере 10% табличной трудоемкости текущего ремонта.

Нормы трудоемкости ремонта электрических аппаратов в связи с разнообразием типов, имеющих одно и то же назначение, принимаются не по типам, а по технической характеристике (таблица 7.2).

Таблица 7.2 Нормы трудоемкости ремонта электроаппаратов напряжением до 1000 В

Наименование аппаратов	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Рубильники с центральной рукояткой трехфазные на номинальный ток, А:		
до 250	0,6	2,6
400	0,8	3,0
600	0,9	3,8
800	1,0	4,5
1000	1,4	6,0
1500	2,0	9,0
Переключатели с центральной рукояткой трехфазные на номинальный ток, А:		
до 200	0,8	3,0
400	1,2	4,0
600	1,6	5,0
Выключатели автоматические, воздушные, универсальные с рычажным и электромагнитным приводом на номинальный ток, А:		
до 400	3,0	10,0
600	3,6	12,0
800	4,8	16,0
1000	6,0	21,0
1500	8,0	28,0
2000	10,0	32,0
То же с электродвигательным приводом на номинальный ток, А:		
до 400	10,0	30,0
800	14,0	40,0
1000	16,0	50,0
1500	20,0	60,0
2000	25,0	70,0

Продолжение таблицы 7.2

Наименование аппаратов	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Выключатели автоматические установочные трехфазные на номинальный ток, А:		
до 200	4,5	8,0
400	5,5	10,0
600	6,0	12,0
Пускатели магнитные нереверсивные для электродвигателей, мощностью, кВт:		
до 17	3,0	6,0
30	4,0	12,0
55	5,8	15,0
75	7,0	20,0
Контакторы переменного тока на номинальный ток, А:		
до 150	4,0	10,0
300	5,0	14,0
600	6,0	18,0
Контакторы постоянного тока на номинальный ток, А:		
до 150	3,0	10,0
350	4,0	12,0
600	5,0	15,0
Контакторы электромагнитные воздушные на номинальный ток, А:		
до 160	2,5	8,0
400	3,5	10,0
630	4,5	14,0
Выключатели пакетные на номинальный ток, А:		
до 100	1,5	-
250	2,0	-
400	3,0	-

Продолжение таблицы 7.2

Наименование аппаратов	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Переключатели пакетные на номинальный ток, А:		
до 63	1,5	-
100	2,0	-
250	3,0	-
400	4,0	12,0
Переключатели барабанные без блок-контактов на номинальный ток, 10 А	1,5	-
То же с блок-контактами на ток 50 А с количеством контактных элементов:		
до 9	1,5	-
12	3,0	-
15	4,0	-
Командоаппараты кулачковые регулируемые с числом рабочих цепей:		
до 6	3,0	9,0
8	5,0	14,0
16	16,0	45,0
24	18,0	52,0
Командоаппараты кулачковые нерегулируемые с числом рабочих цепей:		
до 6	2,0	6,0
10	3,0	9,0
13	4,2	12,0
Контроллеры кулачковые постоянного и переменного тока с сопротивлением для электродвигателей, мощностью, кВт:		
до 25	5,0	15,0
45	6,0	17,0
65	7,0	18,0
80	8,0	21,0
110	8,0	25,0

Продолжение таблицы 7.2

Наименование аппаратов	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Контроллеры магнитные крановые переменного тока для управления одним двигателем, мощностью, кВт:		
6 - 36	10,0	30,0
20 - 100	14,0	40,0
То же для управления двумя двигателями, мощностью, кВт:		
2x20 - 2x100	24,0	70,0
Контроллеры магнитные крановые постоянного тока для управления одним двигателем, мощностью, кВт:		
20 - 80	12,0	25,0
40 - 150	14,0	40,0
Контроллеры магнитные постоянного тока для управления двумя двигателями, мощностью, кВт:		
2x20 - 2x80	21,0	60,0
2x40 - 2x150	24,0	70,0
Командоконтроллеры с числом цепей:		
6	3,0	8,0
12	4,0	11,0
Универсальные ключи и переключатели с числом секций:		
4	0,4	1,0
8	0,4	1,0
12	0,8	2,0
16	1,0	2,7
То же взрывозащищенные маслонаполненные с числом секций:		
4	1,0	2,0
8	1,0	2,0
12	1,0	3,0
16	2,0	4,0

Продолжение таблицы 7.2

Наименование аппаратов	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Кнопки управления (на 10 шт.) маслонаполненные взрывозащищенные с числом кнопок:		
2	0,4	1,0
3	0,5	1,0
4	0,8	2,0
9	2,0	4,0
Ящики сопротивления защищенные с числом элементов от 6 до 45 и предельным током до 200 А мощностью, Вт:		
1200	1,4	4,0
2000	1,7	5,0
2800	2,0	6,0
3600	2,8	8,0
4800	3,5	10,0
6000	4,0	12,0
7200	5,2	15,0
9000	6,0	18,0
Реостаты пусковые масляные для двигателей мощностью, кВт:		
50	4,0	12,0
75	6,0	18,0
100	7,0	20,0
175	9,0	25,0
300	14,0	40,0
500	18,0	50,0
Реостаты возбуждения для генераторов низкого напряжения и зарядных генераторов мощностью, Вт:		
300	4,0	12,0
550	5,0	15,0
840	6,0	18,0

Продолжение таблицы 7.2

Наименование аппаратов	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Реостаты пусковые и пускорегулирующие постоянного и переменного тока с минимальной и максимальной защитой с ручным приводом на номинальный ток, А:		
40	6,0	18,0
100	8,0	22,0
200	10,0	30,0
Реле управления и защиты общепромышленного назначения:		
промежуточные	1,0	-
напряжения и тока	1,3	-
мощности	3,5	10,0
времени программные	10,0	30,0
сигнальные	1,5	-
фотореле	1,5	5,0
Релейная защита и электроавтоматика (на одну питающую линию)	10,0	30,0
Муфты электромагнитные фрикционные с передаваемым моментом, Н/м:		
1000	2,0	6,0
1600	3,0	8,0
Пункты распределительные силовые с установленными трехфазными автоматическими выключателями до 200 А, шт.:		
4	8,0	20,0
6	10,0	30,0
8	14,0	40,0
10	16,0	54,0
12	20,0	60,0
Пункты распределительные силовые с количеством предохранителей, шт.:		
5	5,0	14,0
10	6,0	18,0

Продолжение таблицы 7.2

Наименование аппаратов	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Щитки осветительные распределительные с числом автоматических выключателей, шт.:		
4	5,0	14,0
6	6,0	18,0
8	8,0	25,0
10	11,0	30,0
12	13,0	35,0
Стабилизаторы напряжения мощностью, Вт:		
160	2,5	8,0
280	3,0	11,0
500	4,0	16,0
900	7,0	20,0
Приводы с магнитным трехфазным усилителем на номинальную мощность до 1,5 кВт	12,0	30,0
Электроосветительная арматура (на 10 светильников):		
с одной лампой накаливания	2,5	-
то же во взрывозащищенном исполнении	3,0	10,0
с 1, 2 люминесцентными лампами	3,0	-
с 4 и более люминесцентными лампами	4,0	-
то же во взрывозащищенном исполнении	3,0	10,0
с ртутными лампами высокого давления	5,0	-
Светильники внутренней установки с лампами ДРЛ мощностью, Вт:		
до 500	7,5	-
1000	10,0	-
Светильники наружной установки с лампами ДРЛ мощностью, Вт:		
125	5,0	-
250	6,5	-
500	10,0	-

Окончание таблицы 7.2

Наименование аппаратов	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Светильники типа "Сириус"	12,0	-
Электрокалориферы с поверхностью нагрева, $м^2$:		
до 5	7,2	14,4
15	9,6	19,2
20	12,0	24,0
Электропечи сопротивления нагревательные, мощностью, кВт:		
до 15	51,5	125,5
30	68,5	168,0
45	87,5	190,0
60	91,3	210,0
75	104,1	235,5
90	109,5	254,0
125	171,5	377,0

Примечания

1. К табличным значениям норм трудоемкости вводятся следующие поправочные коэффициенты для:

аппаратов взрывозащищенного исполнения	1,6
двухполюсных аппаратов	0,75
рубильников и переключателей с боковой рукояткой	1,2
реверсивных магнитных пускателей	1,8
светильников, расположенных на высоте более 4 м и встроенных в междуэтажных перекрытиях	1,3
кнопок управления обычного исполнения при текущем ремонте	0,5

2. Нормы трудоемкости текущего и капитального ремонтов приведены для трехфазных электроаппаратов открытого и защищенного исполнения /23/.

7.5. Нормы резерва и расхода для низковольтных аппаратов

Нормы резерва оборудования, комплектующих изделий и запасных частей приведены в приложении Р (таблицы Р.1, Р.2, Р.3).

Нормы расхода запасных частей и материалов - приложение С (таблица С.19).

8. КОНДЕНСАТОРНЫЕ УСТАНОВКИ

8.1. Наименование установок

В состав оборудования включаются конденсаторные установки (КУ) напряжением до 1000 В и выше, предназначенные для повышения коэффициента мощности.

8.2. Типовой объем работ по техническому обслуживанию и видам ремонта

8.2.1. Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем осмотров, проводимых в составе операций технического обслуживания, входят следующие работы:

проверка исправности блокировок безопасности ограждений, запоров и замков, отсутствия в помещении и на установке посторонних предметов, пыли и грязи;

осмотр конденсаторов с проверкой состояния поверхности изоляторов (отсутствие трещин) и корпусов (отсутствие вздутия стенок, капельной течи масла или пропитывающего диэлектрика (синтетической жидкости) в местах сварки и пайки;

проверка температуры окружающего воздуха в помещении (в период наиболее высокой температуры);

контроль технического состояния оборудования аппаратов, изоляторов (отсутствие перекрытий изоляторов), контактных соединений и предохранителей КУ (визуально через сточное заграждение);

проверка целостности и степени загрязнения изоляции;

проверка величины силы тока и равномерности нагрузки отдельных фаз батареи конденсаторов (по показаниям амперметров);

проверка значения напряжения на шинах КУ или на шинах ближайшего распределительного устройства;

проверка исправности цепей разрядного устройства;

проверка заземления, наличия и состояния средств пожаротушения (разрядной штанги, перчаток, огнетушителя, ящика с песком и совком), защитных средств;

результаты технического обслуживания заносят в оперативную документацию (эксплуатационный журнал) на конденсаторную установку.

8.2.2. Типовой объем работ при текущем ремонте

В объем текущего ремонта входят работы технического обслуживания с устранением всех выявленных дефектов, а также:

отключение установки от питающей сети и контрольный разряд конденсаторов;

очистка от загрязнений поверхности изоляторов, ошиновки, и банок конденсаторов, пусковой аппаратуры и т.п. (при необходимости окраска), проверка их исправности;

проверка степени затяжки гаек в контактных соединениях, зачистка (при необходимости);

проверка целостности плавких вставок и цепи разряда конденсаторов;

подпайка мягким припоем мест со следами просачивания пропитывающей жидкости, включая место установки проходных изоляторов в крышках конденсаторов;

замена вышедших из строя конденсаторов новыми (но не более 30% общей мощности установки);

внешний осмотр качества присоединения ответвления к заземляющему контуру;

проверка отсутствия замыкания между изолированными выводами и корпусом;

измерение сопротивления изоляции силовых цепей (кабелей, проводов, шин и т.п.);

измерение сопротивления изоляции цепей управления, измерения, сигнализации и блокировки установки;

испытание в соответствии с Нормами ПЭЭП /1/;

опробование устройств управления, автоматики, релейной защиты и приводов разъединителей и выключателей, их регулировка.

8.2.3. Типовой объем работ при капитальном ремонте

В объем капитального ремонта входят операции текущего ремонта, а также:

замена неисправных конденсаторов (конденсаторных батарей);

замена силовых кабелей (при необходимости);

проверка работы всех пусковых аппаратов, замена их при необходимости;

покраска металлических частей;

испытание конденсаторов в соответствии с Нормами ПЭЭП.

8.3. Основные положения по обеспечению работоспособности конденсаторных установок

С целью обеспечения (сохранения) работоспособности помещение КУ должно быть оснащено:

принципиальной схемой установки, списком конденсаторов с указанием порядкового номера, номинальной мощности и емкости каждого конденсатора и батареи в целом;

резервным запасом предохранителей на соответствующие номинальные токи плавких вставок;

термометром (либо другим прибором) для измерения температуры окружающего воздуха;

специальной (разрядной) штангой для контрольного разряда конденсаторов;

противопожарными средствами.

Замер температуры окружающего воздуха в помещении проводится оперативным персоналом ежедневно в самое теплое время суток. Температура окружающего воздуха в месте установки конденсаторов должна быть не выше максимального значения, указанного на табличке с техническими данными.

При проверке капельной течи масла возможно обнаружение незначительных пятен (отпотеваний), что не дает оснований для отключения конденсатора и вывода в ремонт. Дальнейшая эксплуатация КУ допускается при постоянном наблюдении (контроле) оперативным персоналом.

Для обеспечения работоспособности и определения технического состояния рекомендуется применять методы диагностирования (приложение М).

Оперативный персонал должен отключить КУ при следующих обстоятельствах:

при напряжении на шинах, к которым присоединены конденсаторы, превышающем 110% номинального напряжения конденсаторов;

при температуре окружающего воздуха, превышающей наивысшую температуру, допустимую для конденсаторов данного типа;

при вспучивании стенок конденсаторов;

при неравномерности нагрузки фаз конденсаторной установки более 10%;

при увеличении силы тока батареи более, чем на 15% от номинального значения;

при отклонении емкости конденсатора от номинальной свыше определенных допустимых пределов, указанных в ПЭЭП и ПТБ.

8.4. Периодичность технического обслуживания и ремонта

Осмотр (оперативный контроль) конденсаторных установок проводится оперативным (дежурным) персоналом один раз в смену.

Техническое обслуживание конденсаторных установок проводятся без их отключения не реже 1 раза в месяц для установок мощностью до 500 кВар и не реже 1 раза в декаду для более мощных установок.

Внеочередные осмотры конденсаторных установок проводятся в случае появления шума, разрядов в конденсаторах, повышения напряжения на зажимах или температуры окружающего воздуха до значений, близких к предельно допустимым, и при других отклонениях в работе КУ.

Текущие ремонты конденсаторной установки до 1 кВ и выше проводятся с обязательным отключением от сети не реже 1 раза в год.

Периодичность капитального ремонта конденсаторной установки устанавливается ответственным за электрохозяйство в зависимости от технического состояния установки, но не реже 1 раза в 8 лет.

Ремонт и осмотр конденсаторных установок проводится одновременно с ремонтом и осмотром оборудования (электродвигателя, трансформатора, распределительного устройства), к зажимам которого присоединены конденсаторы или конденсаторные установки.

Объем и сроки ремонтов могут уточняться ответственным за электрохозяйство с учетом результатов диагностического контроля и технического обслуживания.

8.5. Трудоемкость технического обслуживания и ремонта

Трудоемкость технического обслуживания КУ определяется в объеме 10% плановой трудоемкости текущего ремонта.

Нормы трудоемкости ремонта конденсаторных установок в зависимости от реактивной мощности принимаются согласно таблицы 8.1.

Таблица 8.1 Нормы трудоемкости ремонта конденсаторных установок

Наименование оборудования	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Установки конденсаторные напряжением до 10 кВ, мощностью, кВар:		
до 80	10	30
100	14	40
250	20	60
330	24	70
400	28	80
500	35	100
750	40	120
1000	50	140
Установки конденсаторные нерегулируемые напряжением до 0,4 кВ на номинальную мощность, кВар:		
100	15	50
150	20	70
300	25	90
То же, регулируемые на номинальную мощность, кВар:		
75	18	60
150	24	80
300	30	120

8.6. Нормы резерва и расхода для конденсаторных установок

Для обеспечения заданного коэффициента мощности того или иного потребителя энергии нормы резерва конденсаторов принимаются в объеме 10% от количества эксплуатируемых.

Нормы расхода материалов на ремонт и техническое обслуживание не приводятся, так как отдельные конденсаторы не ремонтируются, а для ремонта всей конденсаторной установки (батареи) расходуется очень незначительное количество материалов.

9. АККУМУЛЯТОРНЫЕ БАТАРЕИ

9.1. Наименование оборудования

К электрическим аккумуляторным батареям относятся:

кислотные аккумуляторные (свинцовые) батареи;

щелочные аккумуляторные батареи.

Все положения настоящего раздела относятся к стационарным электрическим аккумуляторным батареям, установленным на трансформаторных подстанциях, КРУ, дизельных электростанциях, шкафах управления оперативным током.

9.2. Типовой объем работ по техническому обслуживанию, диагностическому контролю и видам ремонта

9.2.1. Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем технического обслуживания входят текущий и инспекторский осмотр. В объем текущего осмотра входят следующие операции:

проверка отсутствия течи электролита;

визуальная проверка целостности банок, наличия и исправности перемычек;

измерение уровня электролита;

проверка напряжения на шинах и тока подзарядки;

проверка исправности приточно-вытяжной системы вентиляции.

В объем инспекторского осмотра включаются все операции текущего осмотра, а также:

измерение напряжения и плотности электролита во всех аккумуляторах батареи, температуры электролита в контрольных аккумуляторах;

проверка отсутствия дефектов, приводящих к коротким замыканиям;

проверка состояния электродов (коробление, чрезмерный рост активной массы положительных электродов, наросты на отрицательных электродах, сульфатация);

измерение сопротивления изоляции;

анализ содержания записей в журнале, правильность его ведения.

Кроме того, в объем технического обслуживания входит очистка всех токопроводящих частей от окислов и солей, протирка и смазка их техническим вазелином.

9.2.2. Типовой объем работ при диагностическом контроле

Объем работ, периодичность и критерии при диагностическом контроле приведены в приложении Н (таблица Н.1).

Внеплановый анализ качества электролита из контрольных аккумуляторов проводится при обнаружении следующих дефектов в работе батареи:

выпадение светло-серого шлама;

коробление и чрезмерный рост активной массы электродов;

пониженная емкость без видимых причин.

При внеплановом анализе, кроме железа и хлора, определяется содержание следующих примесей: марганца, меди и окислов азота.

Характерные признаки неисправностей и методы устранения приведены в приложении Н (таблица Н.2).

Результаты осмотров, технического обслуживания и диагностического контроля заносятся в журнал аккумуляторной батареи, форма которого приведена в приложении Н (таблица Н.3). При обнаружении неисправности намечается срок и порядок их устранения.

9.2.3. Типовой объем работ при текущем ремонте

В объем текущего ремонта входят все операции технического обслуживания, а также:

проверка отсутствия коробления пластин и выпадания из них активной массы;

проверка состояния пластин и замена их новыми (при необходимости);

удаление шлама из элементов и устранение коротких замыканий между пластинами;

проверка отсутствия саморазряда, величины напряжения каждого элемента;

очистка окисленных контактов;

покрытие кислотоупорной или щелочеупорной краской стеллажей, шин и других изделий;

проведение контрольного заряда и разряда батареи и определение фактической емкости батареи;

очистка вентиляционных отверстий в пробках или крышках батарей стартерного типа.

9.2.4. Типовой объем работ при капитальном ремонте

В объем капитального ремонта входят все операции по текущему ремонту, а также:

демонтаж всех батарей и стеллажей, на которые они устанавливаются;

разборка всех элементов, химическая обработка сепараций;

сортировка и ремонт пластин и соединительных полос;

промывка раствором соды стеллажей и ящиков;

монтаж батарей и сборка сепараций, их установка в элементы;

приготовление электролита и его заливка;

заряд, контрольный разряд и последующий заряд батареи.

После окончания ремонта аккумуляторной батареи проводится испытание в следующем объеме:

проверка емкости отформованной батареи (емкость, приведенная к температуре 25 ^{o}C, должна соответствовать заводским данным, а после установленного срока капитального ремонта должна быть не менее 70% первоначальной);

проверка плотности электролита в каждой банке (плотность и температура электролита в конце заряда и разряда батареи должны соответствовать заводским данным, температура электролита не должна превышать 40 ^{o}C);

химический анализ электролита;

измерение высоты осадка (шлама) в банке (между осадком и нижним краем положительных пластин должно быть свободное пространство не менее 10 мм);

измерение сопротивления изоляции батареи (при напряжении 110 В сопротивление должно быть не менее 50 кОм);

измерение напряжения каждого элемента (в батареи должно быть не более 5% от общего количества элементов с пониженным напряжением. Пониженное напряжение должно составлять не более 1-1,5% среднего значения напряжения остальных элементов).

9.3. Периодичность технического обслуживания, диагностического контроля и ремонта

Периодичность осмотра, технического обслуживания и ремонта аккумуляторных батарей принимается в соответствии с требованиями "Инструкции по эксплуатации стационарных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей" /24/.

Текущий осмотр - 1 раз в смену, осуществляется оперативным (дежурным) персоналом;

инспекторский осмотр - 1 раз в месяц, проводится оперативным персоналом совместно с ответственным за электрохозяйство НПС;

техническое обслуживание - 1 раз в месяц;

диагностический (профилактический) контроль в соответствии с таблицей Н.1, приложение Н;

текущий и капитальный ремонт выполняются в зависимости от технического состояния с учетом результатов диагностического контроля.

Рекомендуется совмещать инспекторский осмотр, техническое обслуживание и диагностический контроль, которые совпадают по срокам выполнения.

9.4. Трудоемкость технического обслуживания и ремонта

Норма трудоемкости осмотра, технического обслуживания и диагностического контроля в течение одного месяца принимается равной 10 % нормы текущего ремонта.

Нормы трудоемкости ремонта аккумуляторных батарей в зависимости от их емкости и напряжения приведены в таблицах 9.1 и 9.2.

Таблица 9.1 Нормы трудоемкости ремонта щелочных аккумуляторных батарей

Наименование оборудования	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Щелочные аккумуляторные батареи напряжением 12,5 В емкостью, А·ч:		
60-100	1,5	10
250-300	2	12
400-500	3	15
То же напряжением 25 В емкостью, А·ч:		
60-100	4	20
250-300	4	24
400-500	5	30

Окончание таблицы 9.1

Наименование оборудования	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
То же напряжением 32,5 В емкостью, А·ч:		
60-100	3	26
250-300	5	32
400-500	6	40
550-600	8	50
То же напряжением 50 В емкостью, А·ч:		
60-100	6	40
250-300	7	48
400-500	9	60
550-600	12	80
700-800	18	100
Батареи никель-железные емкостью, А·ч:		
250	10	70
300	15	80
Батареи никель-железные для питания электропогрузчиков емкостью, А·ч:		
300	10	80
400	15	90
600	20	110
950	25	140

Примечание - Нормы трудоемкости щелочных аккумуляторов при замене пластин следует принимать с коэффициентом 1,7.

Таблица 9.2 Нормы трудоемкости ремонта кислотных аккумуляторных батарей

Емкость батареи А.ч	Трудоемкость, чел.-ч при напряжении батареи, В									
	12-24		48		60		110		220	
	Т	К	Т	К	Т	К	Т	К	Т	К
до 72	20	120	30	140	40	160	40	220	70	360
144	24	130	40	160	40	175	50	250	80	400
288	30	140	40	170	40	180	55	270	90	460
432	30	150	40	175	40	200	60	290	100	500
576	35	155	40	180	45	220	60	310	160	570
720	40	160	40	200	50	230	70	340	160	630
1152	50	240	40	300	65	320	80	390	160	800
1440	60	250	70	320	70	340	90	440	180	890
1728	60	270	70	340	70	370	100	490	200	1000
2304	70	370	110	540	115	570	140	700	280	1400

Примечание - Нормы капитального ремонта учитывают полную разборку всех элементов батарей. При разборке менее 50% вводится поправочный коэффициент 0,7, а при замене всей сепарации без замены и ремонта элементов - 0,5.

9.5. Нормы резерва и расхода для аккумуляторных батарей

Нормы резерва комплектующих изделий, запасных частей и материалов для ремонта аккумуляторных батарей приведены в приложении Р (таблица Р.4).

Нормы расхода запасных частей и материалов - приложение С (таблица С.19).

10. ЭЛЕКТРОСВАРОЧНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

10.1. Наименование оборудования

В состав электросварочного оборудования для дуговой электросварки включаются:

сварочные трансформаторы;

сварочные выпрямители;

сварочные преобразователи;

сварочные генераторы передвижных сварочных агрегатов.

10.2. Типовой объем работ по техническому обслуживанию и видам ремонта

Техническое обслуживание электросварочного оборудования проводится при отключенном от источников питания оборудовании, за исключением наружного осмотра и проверки температуры внешних поверхностей, которые проводятся в рабочем состоянии.

Примечание - Все положения настоящего раздела распространяются только на электрическую часть электросварочных агрегатов.

10.2.1. Типовой объем работ по техническому обслуживанию

В объем работ по техническому обслуживанию входят следующие операции:

проверка исправности электродержателей, заземляющих струбцин, заземления вторичной обмотки;

проверка целостности изоляции питающей и сварочной цепей;

проверка нагрева, зачистка и подтяжка контактов;

проверка исправности кожухов и систем охлаждения;

подсоединение и отсоединение оборудования от сети;

снятие кожухов, проверка изоляционных прокладок и других деталей;

чистка и мелкий ремонт переключателей и пускорегулирующей аппаратуры;

проверка электродвигателя;

проверка защищенности генератора;

проверка преобразователя в наклонном положении;

проверка состояния коллектора, щеточного механизма;

проверка наличия смазки в камерах подшипников.

10.2.2. Типовой объем работ при текущем ремонте

В объем работ текущего ремонта входят операции технического обслуживания, а также:

разборка генератора или преобразователя;

восстановление поврежденных мест обмотки без ее замены, промывка механических частей;

замена неисправных пазовых клиньев и изоляционных втулок;

проверка крепления выводных и соединительных контактов, кремниевых вентилей;

мелкий ремонт изоляции трансформаторов;

ремонт переключателей напряжения, стопоров, винтового механизма, ходовой части, вентилятора, ограждений, кожухов;

промывка и закладка смазки в подшипники качения, при необходимости замена их;

проверка работы пневматических реле;

частичная пропайка петушков;

ремонт щеточного механизма и коллектора, проточка и продораживание его при необходимости;

ремонт пускорегулирующей аппаратуры;

замена (ремонт) электродержателей, изоляционных прокладок;

проверка состояния и частичная замена проводов питающей и сварочной сетей, ремонт их соединений и изоляции;

ремонт и замена заземляющих струбцин;

сборка и проверка на холостом ходу.

10.2.3. Типовой объем работ при капитальном ремонте

В объем капитального ремонта входят все операции текущего ремонта, а также:

ремонт магнитопровода;

полная или частичная замена обмотки, переборка коллектора, балансировка ротора, полная перепайка петушков;

замена при необходимости полупроводниковых вентилей, кожуха, вентилятора и других изношенных деталей и пускорегулирующей аппаратуры;

ремонт переключателя напряжения с напайкой выводных концов;

полная замена проводов питающей и сварочной цепей;

ремонт и наладка пневматических реле;

испытание в соответствии с Нормами ПЭЭП /1/.

10.3. Периодичность технического обслуживания и ремонта

Периодичность технического обслуживания и ремонта электросварочного оборудования определена с учетом условий эксплуатации и влияния окружающей среды (таблица 10.1).

Таблица 10.1 Периодичность технического обслуживания и ремонта электросварочного оборудования

Наименование оборудования	Периодичность, мес.		
	ТО	Т	К
Сварочные трансформаторы, выпрямители, преобразователи и генераторы, работающие в стационарных условиях	3	12	По техническому состоянию
Сварочные агрегаты и трансформаторы передвижные	1	6	По техническому состоянию

При определении технического состояния электросварочного оборудования рекомендуется использовать методы диагностирования, приведенные в приложении П.

10.4. Трудоемкость технического обслуживания и ремонта

Нормы трудоемкости текущего и капитального ремонтов (таблица 10.2) приведены с учетом ремонта пускорегулирующей аппаратуры для всего электросварочного оборудования с моторным и ручным приводом.

Таблица 10.2 Нормы трудоемкости ремонта электросварочного оборудования

Наименование оборудования	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Однопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:		
120	24	70
300	28	80
500	40	120
1000	60	180
Многопостовые сварочные преобразователи на номинальный сварочный ток, А:		
500	55	160
1000	75	220
Реостаты балластные на ток, А:		
30	6	20
Осциллляторы	8	23

Окончание таблицы 10.2

Наименование оборудования	Трудоемкость, чел.-ч	
	Т	К
Сварочные генераторы постоянного тока для передвижных сварочных агрегатов на номинальный сварочный ток, А:		
120	17	50
300	24	60
500	28	80
1000	45	130
Однопостовые сварочные выпрямители на номинальный ток, А:		
125	24	70
300	35	100
500	60	180
600	80	220
1000	90	250
Многопостовые сварочные выпрямители на номинальный ток, А:		
1000	100	300
1600	140	400
3000	190	550
Сварочные трансформаторы на номинальный ток, А:		
160	10	30
250	10	35
315	12	40
500	18	60
1000	27	90
2000	45	150

Нормы трудоемкости технического обслуживания в течение одного месяца принимаются в объеме 10% плановой табличной трудоемкости текущего ремонта.

В нормах предусмотрены станочные работы в размере 15%, и прочие - 10%.

10.5. Нормы резерва и расхода для электросварочного оборудования

Нормы складского резерва сварочного оборудования приведены в приложении Р (таблица Р.1). Нормы резерва комплектующих изделий и запасных частей - в приложении Р (таблица Р.3).

Нормы расхода комплектующих изделий и запасных частей для сварочных трансформаторов приведены в приложении С (таблица С. 21). Нормы расхода материалов на ремонт сварочного оборудования приведены в приложении С (таблица С. 22).

11. УСТРОЙСТВА МОЛНИЕЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

11.1. Наименование устройств

К устройствам молниезащиты оборудования и сооружений магистральных нефтепроводов относятся:

устройства молниезащиты ВЛ и разрядники;

заземляющие устройства электроустановок;

устройства молниезащиты зданий и сооружений;

молниеотводы.

Защита от электростатической индукции и статического электричества механо-технологического оборудования, аппаратов и воздуховодов выполняется присоединением их к контуру защитного заземления электрооборудования.

11.2. Типовой объем работ по техническому обслуживанию и видам ремонта

11.2.1. Типовой объем работ по техническому обслуживанию

Контроль технического состояния устройств молниезащиты электроустановок, зданий и сооружений осуществляется в соответствии с таблицей 2.1 с учетом оперативной ситуации и конструкции молниеотводов (РД 34.21.122-87 /25/). В объем работ по техническому обслуживанию входят следующие операции:

а) для устройств молниезащиты ВЛ:

проверка состояния и разрегулировки молниезищитных тросов;

контроль состояния изоляторов всех типов для подвески молниезащитного троса;

проверка соединений тросов;

перед началом грозового сезона обязательный ежегодный контроль переходного сопротивления болтовых соединений молниеприемников с токоотводами и токоотводов с заземлителями;

выборочная (по усмотрению ответственного за электрохозяйство) проверка исправности заземления крюков и штырей изоляторов, установленных на железобетонных опорах, арматуры опор, при наличии нулевого провода - контроль зануления этих элементов;

проверка заземления и зануления крюков и штырей изоляторов на опорах, на которых имеется защита от грозовых перенапряжений, а также там, где выполнено повторное заземление нулевого провода (на ВЛ, установленных на деревянных опорах);

б) для заземляющих устройств опор ВЛ и электрооборудования:

внешний осмотр;

проверка состояния элементов заземляющих устройств;

проверка наличия и состояния цепей между заземлителями и заземляющими элементами;

проверка состояния пробивных предохранителей в установках напряжением до 1000 В;

контроль целостности окраски и антикоррозионного покрытия заземляющих устройств;

проверка (уточнение) тока однофазного короткого замыкания, стекающего в землю с заземлителя оборудования;

контроль доступности заземляющих проводников для осмотра и ремонта;

измерение удельного сопротивления;

в) для трубчатых и вентильных разрядников:

см. раздел 5, п.5.2.1;

г) для устройств молниезащиты зданий и сооружений:

визуальный осмотр состояния устройств (молниеприемников, токоотводов, заземлителей);

проверка контура заземления;

проверка целостности антикоррозионных покрытий;

проверка наличия предупредительных плакатов и надписей.

Осмотр устройств молниезащиты проводится также после каждой грозы, вызвавшей срабатывание устройств релейной защиты.

д) для молниеотводов:

проверка целостности антикоррозионных покрытий;

проверка обозначений защитных зон молниеотводов, прожекторных мачт.

11.2.2. Типовой объем работ при текущем ремонте

При текущем ремонте устройств молниезащиты выполняются операции технического обслуживания, а также:

а) для устройств молниезащиты ВЛ:

замена поврежденных изоляторов;

ревизия трубчатых разрядников (трубчатые разрядники 1 раз в 3 года должны быть сняты с опор для проверки);

измерение сопротивления заземлений, в том числе повторных заземлений нулевого провода;

б) для заземляющих устройств опор ВЛ и электрооборудования:

определение сопротивления заземляющего устройства;

проверка и ремонт контактных соединений;

испытание в соответствии с требованиями Норм ПЭЭП /1/;

покраска, опробование;

в) для трубчатых и вентильных разрядников:

см. раздел 5, п.5.2.2;

г) для молниеотводов:

измерение сопротивления заземления молниеотвода;

измерение сопротивления заземлителей опор, на которых установлены молниеотводы;

покраска.

Профилактические проверки и измерения на ВЛ и токопроводах, а также испытания вентильных и трубчатых разрядников, заземляющих устройств проводятся в соответствии с Нормами ПЭЭП.

11.2.3. Типовой объем работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте устройств молниезащиты выполняются операции текущего ремонта, а также:

а) для устройств молниезащиты ВЛ:

проверка состояния молниезащитных тросов, вырезка и замена дефектных или изношенных участков;

перетяжка (регулировка) тросов;

контроль соединений молниезащитных тросов, установка и замена их соединителей;

проверка и замена дефектных изоляторов и арматуры;

замена крюков и штырей;

замена трубчатых разрядников;

измерения и проверки в соответствии с Нормами ПЭЭП;

ремонт или замена заземляющих спусков и мест присоединения их к заземляющему контуру;

установка недостающих устройств молниезащиты;

б) для заземляющих устройств опор ВЛ и электрооборудования:

осмотр со вскрытием грунта (выборочно);

ремонт контуров заземления, включая замену отдельных контуров;

измерение сопротивления заземляющего устройства;

измерения и проверки в соответствии с Нормами ПЭЭП;

в) для трубчатых и вентильных разрядников:

раздел 5, п.5.2.3;

г) для устройств молниезащиты зданий и сооружений:

измерение сопротивления заземлений;

ремонт контуров заземления, включая замену отдельных их участков;

д) для молниеотводов:

замена, при необходимости;

ремонт фундамента.

11.3. Периодичность технического обслуживания, контроля и ремонта

Технический осмотр и ремонт устройств молниезащиты проводятся одновременно с осмотром и ремонтом электроустановок согласно графика ТОР. Периодичность технического обслуживания и ремонта устройств молниезащиты приведена в таблице 11.1 и может уточняться по результатам проведения испытаний, предусмотренных Нормами ПЭЭП, с учетом технического состояния.

Таблица 11.1 Периодичность технического обслуживания и ремонта устройств молниезащиты

Наименование оборудования	Периодичность, мес.		
	ТО, мес.	Т, мес.	К, лет.
Устройства молниезащиты ВЛ	12	36	Совместно с ВЛ
Заземляющие устройства электрооборудования и опор ВЛ	Совместно с оборудованием и опорами ВЛ	36	Совместно с оборудованием и опорами ВЛ
Трубчатые разрядники	12	36	6
Вентильные разрядники	12	36	Не реже 1 раза в 8 лет
Устройства молниезащиты зданий и сооружений	12	36	Совместно с ремонтом зданий и сооружений

Для определения технического состояния заземляющего устройства осуществляется:

внешний осмотр видимой части заземляющего устройства;

осмотр с проверкой цепи между заземлителем и заземляемыми элементами (выявление обрывов, неудовлетворительных контактов в проводнике, соединяющем аппарат с заземляющим устройством), а также проверка пробивных предохранителей трансформаторов;

измерение сопротивления заземляющего устройства (с составлением акта);

проверка цепи "фаза-нуль";

проверка надежности соединений естественных заземлителей.

Проверку надежности соединений естественных заземлителей проводят через год после включения в эксплуатацию, в последующем - не реже 1 раза в 6 лет. На участках заземляющих устройств, подверженных интенсивной коррозии, устанавливается более частая периодичность измерений. Неплановое измерение сопротивления заземляющих устройств проводится после их переустройства и капитального ремонта.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)

УТВЕРЖДАЮ
Лицо, ответственное за электрохозяйство РНУ

_____
"_____" _____ г.

ГРАФИК ТОР И ДИАГНОСТИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

_____ **на** _____ **г.**
наименование НПС (РНУ)

Объект, наименование электроустановок / Тип, марка, конструкция ВЛ / мощность, напряжение	№ инв. (заводской, технологический)	Количество проведенных ремонтов (Т,К)	Количество циклов В-0 (пусков) общее	Количество циклов В-0 (пусков) Т/К	Дата последнего ремонта (ДК) / вид ремонта	Наработка, ч (мес. год) на 1 января планируемого года: с начала эксплуатации	Наработка от последнего ТО	Наработка от последнего Т	Наработка от последнего К	Плановые работы ТО, ДК, Т, К по кварталам (месяцам) I	II	III	IV	Трудоемкость, чел.-ч (ТО, ДК, Т, К)
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15

Итого трудоемкость Т _____
К _____

Лицо, ответственное за электрохозяйство НПС

_____
"_____" _____ г.

Начальник участка энергоремонтной службы БПО

_____
"_____" _____ г.

Продолжение приложения А

Периодичность плановых диагностических контролей ($t_к$) определяется с учетом фактически полученных показателей надежности электроустановок, значение ($t_к$) должно быть меньше значения наработки на отказ слабого звена ($\bar{T}_{сл.зв.}$):

$$t_к = 0{,}9 \cdot \bar{T}_{сл.зв.}, \qquad (А.1)$$

где $\bar{T}_{сл.зв.}$ - средняя наработка на отказ слабого звена (см. п.3.2.4).

Если отработанный ресурс ($t_{от}$) больше или равен паспортному ($t_п$), то в формулу (А.1) вводится коэффициент $a \leq 1$, где

$$a = \frac{t_п}{t_{от}}, \qquad (А.2)$$

тогда $t_к = 0{,}9 \cdot \bar{T}_{сл.зв.} \cdot a$.

Периодичность диагностических контролей для электродвигателей определяется с учетом фактического количества пусков – коэффициент $К_{ф.п.}$ (приложение Д, п. Д.11).

График ремонтов электроустановок, влияющих на изменение объемов перекачки нефти или условий передачи электрической энергии утверждается главным инженером РНУ.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(обязательное)

СПРАВОЧНЫЙ МАТЕРИАЛ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НОРМ ТРУДОЕМКОСТИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА

Таблица Б.1 Расчетное время на подготовительно-заключительные работы и личные надобности при ремонте

Вид работ и место их проведения	Время, % от оперативного времени		
	на подготовительно-заключительные работы	на отдых и личные надобности	на обслуживание рабочего места
Ремонт электродвигателей:			
на ремонтных предприятиях, в мастерских	7	5	
на технологических объектах, установках	10	8	
Ремонт трансформаторов:			
на ремонтных предприятиях, в мастерских	6	7,5	
на месте установки	8	10	
Ремонт электроаппаратов на месте установки и на ремонтных площадках:			
ОРУ-110 кВ	8	10,5	
ОРУ-35 кВ	8	10,0	
ЗРУ-6 (10) кВ (в условиях мастерских)	5(4)	6	
КТП-6 (10)/0,4 кВ	8	7	
Ремонт линий электропередачи:			
ВЛ 35-110 кВ при работе на земле	суммарное время 6		

Окончание таблицы Б.1

Вид работ и место их проведения	Время, % от оперативного времени		
	на подготовительно-заключительные работы	на отдых и личные надобности	на обслуживание рабочего места
ВЛ 35-110 кВ при работе на высоте	8	8	
ВЛ 0,4 (10) кВ	8	7	
Кабельные линии (КЛ)	–	7	
Техническое обслуживание устройств релейной защиты и автоматики	12	6	3
Профилактические испытания электрооборудования:			
для действующих подстанций, объектов (с применением передвижной лаборатории)			
110 кВ	10	12	2,2
35 кВ и ниже	8	10	2,2
для помещений технологических объектов и установок (с применением переносного испытательного оборудования и приборов)	12	22	2,6
для стационарной лаборатории	8	18	1,8

Примечание - Время на подготовительно-заключительные работы и обслуживание рабочего места составляет:

при выполнении работ на месте установки оборудования ВЛ, КЛ, ТП, РП (напряжением 0,4-6 (10) кВ) - 8% оперативного времени;

при выполнении работ в мастерских и на площадках станций оборудования ТП, РП - 0,4-6 (10) кВ - 7% оперативного времени;

в укрупненных нормах времени - 3% оперативного времени (для оборудования ЗРУ-10 кВ).

Таблица Б.2 Затраты времени (в часах) на проезд рабочих от ремонтной базы к месту работ и обратно

Расстояние (зона обслуживания), км, до	Летом			Зимой		
	шоссейная дорога (скорость движения 45 км/ч)	грунтовая дорога (скорость движения 30 км/ч)	по трассе (скорость движения 15 км/ч)	шоссейная дорога (скорость движения 40 км/ч)	грунтовая дорога (скорость движения 25 км/ч)	по трассе (скорость движения 10 км/ч)
5	0,11	0,16	0,33	0,12	0,20	0,50
10	0,22	0,33	0,66	0,25	0,40	1,00
15	0,33	0,50	1,00	0,37	0,60	1,50
20	0,45	0,66	1,34	0,50	0,80	2,00
25	0,55	0,83	1,66	0,62	1,00	2,50
30	0,67	1,00	2,00	0,75	1,20	3,00
35	0,78	1,16	2,33	0,88	1,40	3,50
40	0,89	1,33	2,66	1,00	1,60	4,00
45	1,00	1,50	3,00	1,12	1,80	4,50
50	1,11	1,66	3,33	1,25	2,00	5,00
60	1,34	2,00	4,00	1,50	2,40	6,00
70	1,55	2,30	4,75	1,75	2,80	7,00
80	1,78	2,64	5,35	2,00	3,20	8,00
90	2,00	3,00	6,00	2,24	3,60	9,00
100	2,21	3,31	6,55	2,50	4,00	10,00

Примечание - Затраты времени на проезд персонала от базы к месту работы и возвращение на базу после окончания работы, а также переезды с одного рабочего места на другое по бездорожью определяются с коэффициентом 2,52 (от времени движения летом по грунтовой дороге).

Бездорожье - труднопроходимые, разрушенные дороги всех типов во время распутицы, пересеченные рытвинами и покрытые толстым слоем грязи (20 см и более).

Таблица Б.3 Нормы времени на перемещение, погрузку и разгрузку грузов ручным способом с применением средств малой механизации

Вид работ	Норма времени, чел.-ч		
	погрузка	разгрузка	сумма
Подноска комплекта запасного оборудования, инструментов и т.д. на расстояние более 50 м			0,250
Погрузка или разгрузка груза массой, кг			
до 30			0,380
31-50			0,335
51-80			0,343
81-100			0,343
101-500	0,460	0,405	0,865
501-1000	0,593	0,518	1,111
1001-3000	0,729	0,588	1,317
более 3000	0,959	0,707	1,666

Таблица Б.4 Усредненные поправочные коэффициенты к нормам трудоемкости

Температурная зона	Месяцы	Усредненный поправочный коэффициент
1	Январь, февраль	1,07
2	Декабрь	1,09
	Январь, февраль	1,11
	Март	1,07
3	Ноябрь	1,09

Окончание таблицы Б.4

Температурная зона	Месяцы	Усредненный поправочный коэффициент
3	Декабрь, март	1,12
	Январь, февраль	1,20
4	Ноябрь	1,13
	Декабрь, март	1,15
	Январь, февраль	1,28
5	Ноябрь	1,15
	Декабрь, март	1,17
	Январь, февраль	1,30
6	Октябрь, апрель	1,10
	Ноябрь, март	1,30
	Декабрь, январь, февраль	1,45

Примечание - Усредненные поправочные коэффициенты не применяются при выполнении работ: в местностях, не отнесенных к температурным зонам (см. таблицу Б.5); в высокогорных районах, где минусовая температура воздуха отмечается не только в зимние месяцы, но и периодически в другое время года. Показатели таблиц Б.4 и Б.5 приняты в соответствии с приложением 3 "Общей части" ЕНиР /26/.

Таблица Б.5 Температурные зоны краев и областей

Область, край, республика	Температурная зона
Архангельская область:	
западнее 60-го меридиана и восточнее линии Мезень-Вожгора (исключительно)	5
восточнее 60-го меридиана	6
остальная часть	4

Продолжение таблицы Б.5

Область, край, республика	Температурная зона
Астраханская область	2
Башкортостан	4
Волгоградская область	3
Нижегородская область	4
Дагестан	1
Иркутская область:	
южнее линии Кондратьево-Братск-Баяндай-Коса (исключительно)	5
южнее 62-й параллели и севернее линии Кондратьево-Братск-Баяндай-Коса (включительно)	6
Калининградская область	1
Республика Калмыкия	2
Республика Коми:	
южнее линии Вожгора-Нижняя Вочь (исключительно)	4
западнее 60-го меридиана и севернее линии Вожгора-Нижняя Вочь (включительно)	5
восточнее 60-го меридиана	6
Краснодарский край	1
Красноярский край:	
южнее линии Максимкин Яр-Подтесово-Мотыгино-Чуноярь (исключительно)	5
севернее линии Максимкин Яр-Подтесово-Мотыгино-Чуноярь (включительно)	6
Самарская область	4
Оренбургская область	4
Пермская область:	
юго-западнее линии Керчевский-Березники - Губаха-Усьва-Чусовая-Лысьва (исключительно)	4

Окончание таблицы Б.5

Область, край, республика	Температурная зона
северо-восточнее линии Керчевский –Березники-Губаха-Усьва-Чусовая-Лысьва (включительно)	5
Саратовская область	3
Ставропольский край:	
южнее линии Ставрополь-Моздок (исключительно)	1
севернее линии Ставрополь-Моздок (включительно)	2
Татарстан	4
Томская область	5
Тюменская область:	
южнее линии Сарапауль-Хангокурт-Ханты-Мансийск-Таурово-Ларломкины (исключительно)	5
севернее линии Сарапауль-Хангокурт-Ханты-Мансийск-Таурово-Ларломкины (включительно)	6
Удмуртия	4

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(обязательное)

АКТ № _____
сдачи электроустановок в капитальный ремонт и приемки из капитального ремонта

Настоящий акт составлен _____
(фамилия, имя, отчество, должность)

_____
наименование ремонтного подразделения (организации)-исполнителя ремонта

с одной стороны, и _____
(фамилия, имя, отчество, должность, наименование НПС (РНУ)

_____
производственного подразделения-заказчика (владельца) электроустановок)

с другой стороны, о том, что произведена:

СДАЧА В РЕМОНТ	ПРИЕМ ИЗ РЕМОНТА
_____	_____
(наименование и заводской номер)	(наименование и заводской номер)
Комплектность: _____	Комплектность: _____
_____	_____
_____	Работы, выполненные во время ремонта: _____
Техническое состояние (неисправности):	_____
_____	Испытания, проведены в объеме (результаты заносятся в паспорт):
_____	_____
_____	_____
_____	Замечания по выполненным работам: _____
Заключение: _____	Заключение:_____
_____	_____
Приложение. Паспорт (формуляр) с данными по эксплуатации и ремонту	Приложение. Паспорт (формуляр) с отметкой о проведении ремонта ремонтным подразделением (организацией)
Заказчик-владелец электроустановок _____ (подпись)	Исполнитель ремонта _____ (подпись)
Исполнитель ремонта _____ (подпись)	Заказчик-владелец электроустановок _____ (подпись)
Дата сдачи _____	Дата приема _____

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(рекомендуемое)

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

Г.1. Экономическая оценка выбора системы технического обслуживания и ремонта

Г.1.1. Экономическая оценка технического обслуживания и ремонта (ТОР) основывается на определении и анализе издержек по проведению предупредительных замен и восстановлению узлов и деталей; проведению регулировок и диагностирования; устранению последствий отказа электроустановок. Сумма издержек определяет стоимостную характеристику ТОР.

Г.1.2. Экономическая оценка ТО и ремонта дается исходя из расчета минимума суммарных приведенных затрат:

$$З^{ТОР} = \min \sum_{i=1}^{n} З_i \qquad (Г.1)$$

где n - число элементов затрат;

$З_i$ - суммарные затраты времени, труда и средств, приведенные к единице времени (году) для каждой системы ТОР, руб.

Выбор системы ТОР в соответствии с расчетом суммарных приведенных затрат проводится исходя из условий:

если $З_{ППР} < З_{ТС}$, то экономически выгодна система планово-предупредительных ремонтов;

если $З_{ППР} > З_{ТС}$, то экономически выгодна система ТОР с учетом фактического технического состояния.

$З_{ППР}$ - суммарные приведенные затраты при планово-предупредительной системе ТОР;

$З_{ТС}$ - суммарные приведенные затраты при системе ТОР с учетом фактического технического состояния.

Г.1.3. Приведенные затраты на ТОР при планово-предупредительной системе определяются выражением:

$$З_{ППР} = З_{ТО}^{ППР} + З_{Р}^{ППР} + З_{О}^{ППР} + \quad , \qquad (Г.2)$$

где $З_{ТО}^{ППР}$, $З_{Р}^{ППР}$ - приведенные затраты соответственно на техническое обслуживание и ремонт (текущий и капитальный) руб.;

$З_{О}^{ППР}$ - приведенные затраты на устранение аварийных отказов, руб.;

- приведенный ущерб от аварийного отказа, узла, детали, связанный с простоем электроустановок, руб.

Г.1.4. Приведенные затраты на ТОР с учетом фактического технического состояния определяются выражением:

$$З_{ТС} = З_{ТО}^{ТС} + З_{Р}^{ТС} + З_{Д}, \qquad (Г.3)$$

где $З_{ТО}^{ТС}$, $З_{Р}^{ТС}$ - соответственно приведенные затраты на техническое обслуживание и ремонт (текущий и капитальный) по фактическому техническому состоянию, руб.;

$З_{Д}$ - приведенные затраты на диагностирование, руб.

Г.1.5. Затраты на диагностирование ($З_{Д}$) определяются по следующим составляющим:

стоимость оборудования для диагностирования;

затраты на эксплуатацию средств диагностирования (аттестацию, метрологическую поверку, техническое обслуживание и ремонт);

затраты по оплате труда персонала, проводящего диагностирование (разряд, тарифные ставки);

затраты времени на поиск и диагностировалие.

Применение диагностирования приводит к уменьшению затрат на техническое обслуживание и ремонт, предупреждению отказов,

вследствие увеличения ресурса и безотказности, а также установления оптимальной периодичности обслуживания.

Г.1.6. Определение стоимостной характеристики систем ТОР проводится на базе отчетных статистических данных, отражающих параметры состояния электроустановок и объемы ремонтных работ, представляемые службой главного энергетика в планово-экономический отдел.

Г.1.7. Расчет стоимостной характеристики систем ТОР проводится определением:

затрат времени на проведение ремонтно-восстановительных работ и на диагностирование;

стоимости применяемого диагностического оборудования, в том числе *амортизационных отчислений на приборы*;

тарифных ставок, разрядов ремонтного персонала;

себестоимости технического обслуживания каждого вида ремонта (особо выделяются затраты на капитальный ремонт).

Г.1.8. Стоимость работ по техническому обслуживанию и ремонту, включая диагностирование, определяется по сметам затрат на ТОР, составленным в соответствии с отраслевой нормативно-технической документацией. В ее состав входят:

нормативы времени, трудоемкости для работ по техническому обслуживанию, ремонту (Т,К) и диагностированию электроустановок;

прейскуранты, сборники укрупненных единичных расценок, каталоги цен на работы по ремонту электроустановок;

нормы расхода и резерва запасных частей и материалов для работ по ТО, ремонту и диагностированию электроустановок.

Г.2. *Экономическая целесообразность* проведения технического обслуживания и ремонта

Г.2.1. Решение о целесообразности проведения ТОР (дальнейшее поддержание работоспособности) действующей электроустановки или приобретение новой принимается исходя из результатов тех-

нико-экономического расчета.

Г.2.2. Технико-экономический расчет основывается на сравнении и анализе суммы затрат на приобретение новой электроустановки и суммы затрат на дальнейшее поддержание работоспособности (проведение диагностирования и ремонта) действующей электроустановки.

Г.2.3. Исходными данными для технико-экономического расчета целесообразности проведения ремонта являются:

для действующих электроустановок:

затраты, связанные с заменой и восстановлением элементов и деталей при проведении ТОР, в том числе затраты на диагностирование;

отношение общей стоимости ремонтных работ (Т, К) за весь срок службы к скорректированной первоначальной стоимости;

сумма затрат от изменения энергетических показателей (КПД электродвигателя, cosφ и т.п.);

для новых электроустановок:

сумма затрат на приобретение и транспортировку;

затраты на демонтаж старых, монтаж и выведение на рабочий режим новых электроустановок.

В технико-экономическом расчете определяется: общая сумма затрат на поддержание работоспособности действующих электроустановок, сумма затрат на приобретение и установку новых электроустановок, срок окупаемости дополнительных капитальных вложений.

Г.2.4. Экономическая эффективность замены определяется по формуле:

$$T_З \leqslant T_С \leqslant T_Н;$$

$$T_З = \frac{\Phi_Н \frac{T_С}{T_І} + \Phi_С (A_Р - A_К)(F - F_П) - (P_К + Л)}{(C_С - C_Н)П_Н - (\Phi_Н - \Phi_С)K_{ОФ}}, \quad (Г.4)$$

где $T_З$ - окупаемость дополнительных капитальных вложений (числитель формулы) на замену действующих электроустановок новыми за счет годовой экономии с учетом стоимости основных производственных фондов (знаменатель формулы), /27/, лет;

$T_С$ - продолжительность межремонтного цикла действующих электроустановок после проведения очередного капитального ремонта, лет;

$T_Н$ - установленный нормативный срок окупаемости капитальных вложений, лет;

$Ф_Н$, $Ф_С$ – соответственно балансовая (первоначальная) стоимость новых и действующих электроустановок, руб.;

T_I - продолжительность межремонтного цикла новых электроустановок, лет;

$A_Р$, $A_К$ - нормы амортизационных отчислений соответственно на реновацию и капитальный ремонт в долях единицы;

F - амортизационный срок службы действующих электроустановок, лет;

$F_П$ - число лет, прошедших с начала эксплуатации электроустановок до очередного капитального ремонта;

$P_К$ – допустимые предельные затраты на проведение очередного капитального ремонта, руб.;

$Л$ – ликвидационные стоимости действующих электроустановок, руб.;

$C_С$, $C_Н$ – себестоимость единицы продукции, производимой соответственно с помощью действующих и новых электроустановок, руб.;

$П_Н$ – производительность новых электроустановок в соответствующих единицах измерения;

$K_{ОФ}$ - коэффициент, учитывающий размер платы за основные производственные фонды в долях от их балансовой стоимости.

Замена действующих электроустановок новыми будет эффективна, если дополнительные капитальные вложения на приобретение

и установку новых окупятся в течение межремонтного цикла эксплуатации действующих электроустановок вследствие снижения трудоемкости и затрат на проведение ремонтов, но при условии, что длительность этого цикла не превышает нормативного срока окупаемости.

Г.3. Финансирование ТОР электроустановок. Сметы затрат

Г.3.1. Сметы затрат на ремонт и техническое обслуживание составляются ежегодно на каждый вид электроустановок.

Структура сметы затрат в общем виде включает в себя:

основную и дополнительную заработную плату обслуживающих работников;

стоимость материалов, запасных частей и покупных комплектующих изделий;

цеховые и общезаводские накладные расходы.

На основании ведомости дефектов составляются рабочие сметы на капитальный ремонт каждого типа оборудования с плановой трудоемкостью свыше 250 чел.-ч. Годовые объемы капитального ремонта основных средств утверждаются в вышестоящей организации (РНУ, АО МН).

Контроль за правильным использованием средств, выделенных на капитальный ремонт электроустановок, осуществляет ответственный за электрохозяйство НПС, РНУ, АО МН и местное отделение налоговой инспекции.

Г.3.2. Финансирование ТОР электроустановок проводится по фактической стоимости затрат на ТОР, из ремонтного фонда предприятия. Ремонтный фонд предприятия образуется по нормативу за счет себестоимости продукции (работ, услуг). Средства ремонтного фонда используются для выполнения всех видов ремонта основных средств.

Финансирование ТОР электроустановок осуществляется в соответствии со следующей нормативной документацией:

"Положение о составе затрат по производству и реализации

продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг), и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли" от 5 августа 1992 г. № 552;

"О внесении изменений и дополнений в Положение о составе затрат по производству и реализации продукции (работ, услуг), включаемых в себестоимость продукции (работ, услуг), и о порядке формирования финансовых результатов, учитываемых при налогообложении прибыли" от 1 июля 1995 года, № 661.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(рекомендуемое)

ОСНОВНЫЕ СПОСОБЫ И МЕТОДЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН

Диагностирование электрических машин осуществляется измерением и контролем совокупности параметров, определяющих его техническое состояние. В таблице Д.1 приведены основные параметры, характеризующие техническое состояние электродвигателей. Оценка работоспособности электродвигателей по виброакустическим параметрам и температуре приведена в приложении Е.

Таблица Д.1 Основные параметры, характеризующие техническое состояние электродвигателей

Диагностируемый узел или деталь	Параметр	Средства измерения
Изоляция обмотки статора относительно корпуса	Сопротивление изоляции относительно корпуса	Мегомметры
	Токи утечки изоляции обмоток относительно корпуса	Приборы для измерения токов утечки
Межфазная изоляция	Сопротивление изоляции между обмотками фаз	Мегомметры
	Токи утечки изоляции между обмотками фаз	Приборы для измерения токов утечки
Межвитковая изоляция	Неравномерный нагрев обмоток или корпуса электродвигателя	Приборы для измерения температуры
	Несимметрия токов в фазах работающего электродвигателя	Амперметры
Обмотка статора	Сопротивление обмотки постоянному току	Омметры

Окончание таблицы Д.1

Диагностируемый узел или деталь	Параметр	Средства измерения
Короткозамкнутая обмотка ротора	Несимметрия токов в фазах обмотки статора при неподвижном роторе	Амперметры
Подшипники	Радиальное перемещение вала	Приборы для измерения радиального зазора в подшипниках
Вал ротора	Биение вала	Индикаторы перемещений
Активная сталь статора	Потери в стали	Ваттметры
Панель зажимов	Температура контактов на доске зажимов	Приборы для измерения температуры
	Переходное сопротивление контактов	Омметры
Корпус	Температура охлаждения	Терморезистор, анемометр

Основные виды диагностических работ, которые рекомендуется применять для оценки технического состояния электрических машин, приведены ниже.

Д.1. Измерение сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса машины и между обмотками, сопротивления изоляции термометров сопротивления и сопротивления изоляции подшипников

Данные испытания являются важнейшим видом диагностических работ, по результатам которых определяют допустимость включения машины на рабочее напряжение. Кроме того, измерение сопротивления изоляции обмоток относительно корпуса машины и между обмотками производится в целях проверки состояния изоляции и при-

годности машины к проведению последующих испытаний.

Измерение сопротивления изоляции производится мегомметром с напряжением, которое принимается в зависимости от номинального рабочего напряжения обмотки машины. Измерение сопротивления изоляции заложенных термопреобразователей сопротивления следует проводить мегомметром напряжением 500 В. Измерение сопротивления изоляции изолированных подшипников и масляных уплотнений вала относительно корпуса следует проводить при температуре окружающей среды мегомметром напряжением не менее 1000 В.

Измерение сопротивления изоляции необходимо проводить в соответствии с требованиями ГОСТ 11828-86 /28/.

Сопротивление изоляции обмоток должно соответствовать требованиям п.21.2 приложения 1 ПЭЭП /1/.

Измерения производят при диагностических контролях ЭМ, а также при проведении текущего и капитального ремонта или по времени их наступления с целью определения необходимости проведения ремонта.

Д.2. Измерение сопротивления обмоток ЭМ

Измерение сопротивления обмоток ЭМ на постоянном токе по ГОСТ 11828-86 /28/ рекомендуют проводить одним из следующих способов: вольтметра и амперметра; одинарного или двойного моста; омметра логометрической системы.

Данными способами производят проверки целостности схемы внутренних соединений, надежности паек и определения необходимых величин сопротивления. Значения сопротивления постоянному току по отдельным фазам не должны отличаться друг от друга и заводских данных более чем на ±2%, а по отдельным параллельным ветвям - более чем на 5%.

Данный вид диагностических работ рекомендуется проводить при текущем и капитальном ремонте.

Д.3. Измерение температуры частей ЭМ

Температуру отдельных частей (узлов) ЭМ в соответствии с ГОСТ 11828-86 следует измерять следующими способами.

Термометром. Им определяют температуру поверхности в точке приложения. Применяют ртутные и спиртовые термометры.

Способ сопротивлений. Основан на изменении сопротивления проводников обмотки в зависимости от их температуры. Применяется для определения температуры изолированных обмоток и позволяет определить среднюю их температуру или среднюю температуру отдельной части обмоток.

Способ заложенных термопреобразователей. Предусматривает измерение температуры с помощью термоэлектрических преобразователей, термопары или терморезисторов, которые заложены внутри частей машины в точках, где ожидается наибольшее повышение температуры.

Оценку работоспособности ЭМ по результатам измерений температуры используют при плановых диагностических контролях, проведении текущего и капитального ремонта.

Д.4. Способы измерения расхода охлаждающего воздуха

При снижении эффективности работы системы охлаждения, которое сопровождается, как правило, повышением температурного режима ЭМ, проводится измерение расхода охлаждающего воздуха анемометром, счетчиком газа, калориметрическим расходомером по ГОСТ 12259-75 /29/.

Д.5. Диагностирование корпусной и межфазной изоляции обмоток ЭМ

Для определения параметров диагностирования корпусной и межфазной изоляции ЭМ применяется метод, основанный на измерении зависимости токов утечки от приложенного напряжения.

Основные характеристики токов утечки:

абсолютное значение; стабильность при повышении напряжения; величина асимметрии в фазах.

Значительное увеличение токов утечки происходит вследствие наличия в изоляции дефектов или увлажнения и загрязнения изоляции. При увеличении токов утечки допустимых значений необходимо определить вид дефекта /30/.

Токи утечки изоляции обмоток измеряют с помощью приборов, позволяющих плавно регулировать напряжение постоянного тока (приборы типа ВС-23, ИВН-1, Б1-3) и используются при выполнении ремонтных работ ЭМ.

Д.6. Метод диагностирования короткозамкнутых обмоток роторов без разборки электродвигателей

Метод основан на измерении значений токов в обмотках статора при проворачивании ротора и позволяет установить наличие обрывов стержней в короткозамкнутых обмотках асинхронных электродвигателей.

Определение повреждения короткозамкнутых обмоток роторов основано на положении, что при неподвижном роторе, имеющем повреждение короткозамкнутой обмотки, ток в фазах зависит от положения ротора относительно статора. При отсутствии повреждений в короткозамкнутой обмотке ротора ток будет одинаковым при всех положениях ротора. Этот метод может быть использован при выполнении диагностических контролей и ремонтных работ.

Д.7. Метод диагностирования подшипников скольжения ЭМ

Работоспособность ЭМ зависит от технического состояния подшипников. Максимально допустимые зазоры в подшипниках скольжения электродвигателей даны в паспортах.

Способ определения радиальных зазоров в подшипниках без разборки электродвигателей, основан на использовании участков ста-

тора с обмоткой в качестве электромагнита, притягивающего ротор в определенных радиальных направлениях, и измерении перемещения вала ротора в непосредственной близости от подшипников /31/.

Определение зазоров в подшипниках, снятых с валов ЭМ, проводится внешним осмотром и измерением фактических размеров сопрягаемых элементов подшипников.

Д.8. Дефектоскопия роторов электродвигателей

Д.8.1. Ротора вновь устанавливаемых электродвигателей перед монтажом и началом эксплуатации подвергаются входному дефектоскопическому контролю визуальным методом с применением оптических приборов (лупа, увеличительное стекло и пр.).

При подозрении на дефект (поверхностные трещины) используются неразрушающие методы контроля (ультразвуковой, магнитопорошковый и пр.).

Д.8.2. Во время ремонта электродвигателей магистральных и подпорных насосных агрегатов после наработки ротора более 10000 часов проводится дефектоскопия доступных поверхностей вала. Дефектоскопия выполняется неразрушающими методами контроля – ультразвуковым, магнитопорошковым и пр.

Д.8.3. Ультразвуковой метод используется при дефектоскопии роторов (валов) для обнаружения поверхностных и внутренних дефектов (трещины, раковины и пр.) цилиндрических поверхностей и галтельных переходов.

Д.8.4. Магнитопорошковый метод контроля используется для обнаружения поверхностных и подповерхностных дефектов цилиндрических поверхностей, галтельных переходов и шпоночных пазов.

Д.8.5. Ротора (валы) с обнаруженными трещинами к эксплуатации не допускаются, кроме случаев с поверхностными трещинами в зоне шпоночного паза, которые разрешается устранять расфрезеровкой паза до ближайшего большего типоразмера шпонки. При этом необходимо выполнить расчеты на прочность с учетом реальных на-

грузок при эксплуатации насосного агрегата, получить согласование с соответствующими службами и разрешение руководства АО МН.

Д.8.6. При эксплуатации насосных агрегатов осуществляется вибрационный контроль электродвигателей.

После наработки ротора более 10000 часов при выводе электродвигателей в ремонт или остановке насосного агрегата рекомендуется проводить вибрационный контроль на выбеге ротора, используя амплитудно-частотный метод вибрационного контроля. Последующий контроль проводится с периодичностью не более 5000 часов.

При установившихся режимах работы вибрационный контроль должен охватывать периодический анализ гармоник по спектрально-фазовому методу вибрационного контроля.

При наличии трещины в вале ротора электродвигателя происходит значительный (в 1,5 и более раз) рост амплитуды второй гармоники при относительно небольших изменениях других гармоник сигнала.

Д.8.7. В таблице Д.2 приведены основные параметры, характеризующие возникновение трещин, которые могут быть определены при помощи средств виброконтроля, а также признаки, позволяющие различить появление трещин в валах или перекос осей валов.

Таблица Д.2 Характерные признаки, вызванные возникновением трещин в валах и перекосом их осей

Параметр	Признак трещины	Признак перекоса
Амплитуда второй гармоники	Большая	Средняя
Скорость изменения амплитуды второй гармоники	Очень большая	Небольшая или равная нулю
Скорость изменения амплитуды основной гармоники	Вначале мала, для глубокой трещины велика	Небольшая или равная нулю

Окончание таблицы Д.2

Параметр	Признак трещины	Признак перекоса
Характер эволюции второй гармоники	Медленный рост амплитуды	Практически не меняется
Направление вибрации второй гармоники	Радиальное	Осевое
Фазовый сдвиг	Необязателен	Изменяется
Выбег	Присутствует вторая гармоника	Влияние не проявляется

Д.9. Метод устранения осевого сдвига ротора электродвигателя типа СТД

Осевой сдвиг ротора электродвигателя происходит в результате неправильного монтажа, нарушения центровки агрегата вследствие неравномерной осадки фундамента, дефекта муфты, износа подшипников, неравномерного старения изоляции ротора и статора и по другим причинам. Одной из причин осевого сдвига ротора электродвигателя является несовпадение магнитных осей ротора и статора. В этом случае осуществляют проверку и устранение осевого сдвига роторов электродвигателей типа СТД (СТДП). При применении дисковых пластинчатых муфт между насосом и двигателем после ремонта обязательно осуществляют проверку и устранение осевого сдвига ротора.

Д.9.1. Основы технологии устранения осевого сдвига ротора электродвигателя следующие: электродвигатель отсоединяется от насоса; мелом или цветным карандашом отмечается положение ротора; осуществляется пуск электродвигателя и фиксируется осевое положение вращающегося ротора относительно статора.

Если есть осевой сдвиг ротора, то с помощью обычной линейки замеряют расстояние l_1 и l_2 (см. рис. Д.1) от конца бандажа ротора до железа статора. При их неравенстве смещением статора соответству-

ющими болтами на раме добиваются равенства $l_1 = l_2$.

Равные расстояния l_1 и l_2 устанавливают только в случаях использования баббитовых подшипников скольжения.

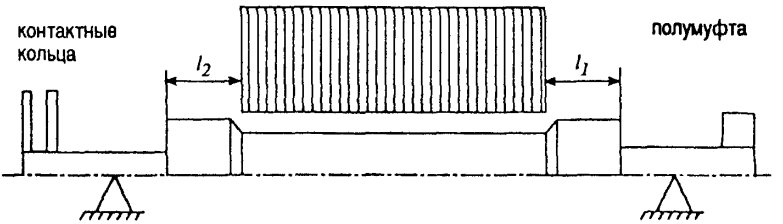


Рисунок Д.1 – Измерение расстояния от конца бандажа ротора до железа статора

Д.9.2. При использовании опорно-упорных подшипников, учитывая, что тепловое расширение ротора будет только в сторону контактных колец, при монтаже необходимо выдержать равенство:

$$l_1 + \alpha_т = l_2, \qquad (Д.1)$$

где $\alpha_т$ - величина теплового удлинения ротора (см.таблицу Д.3).

Таблица Д.3 Тепловое удлинение роторов

Тип двигателя	Величина теплового удлинения ротора, мм
СТД-630	1,1
СТД-800	1,1
СТД-1000	1,3
СТД-1250	1,3
СТД-1600	1,4
СТД-2000	1,6
СТД-2500	1,7
СТД-3150	1,9

Окончание таблицы Д.3

Тип двигателя	Величина теплового удлинения ротора, мм
СТД-4000	2,0
СТД-5000	2,3
СТД-6300	2,2
СТД-8000	2,5

Д.10. Метод адсорбции

Метод адсорбции основан на оценке увлажненности изоляции по ее электрическому сопротивлению и току адсорбции. Этот метод позволяет определить увлажненность изоляции электрических машин /28/.

Измерение проводят при температуре 10-30°С мегомметром на напряжение 1000 В или 2500 В, сравнивая его показания через 15 с и 60 с после приложенного напряжения. Коэффициент адсорбции (k_a) определяется по формуле:

$$k_a = \frac{R_{60}}{R_{15}}, \qquad (Д.2)$$

где R_{60} и R_{15} - сопротивление изоляции соответственно через 60 с и 15 с после приложения напряжения.

Для неувлажненной изоляции этот коэффициент равен 1,3-2; при увлажненной изоляции коэффициент близок к единице.

Измерения производят мегомметром со встроенными реле времени, дающими сигналы через 15 с и 60 с после подачи на электродвигатель напряжения.

Этот метод рекомендуется применять при плановых диагностических контролях и проведении ремонтных работ.

Д.11. Периодичность диагностического контроля и ремонта

Д.11.1. Ремонт и техническое обслуживание выполняется с периодичность и в объеме, установленными нормативно-техническими документами и данным Положением.

Объемы работ могут быть изменены с учетом результатов диагностических контролей, факторов физического износа и показателей надежности.

Периодичность текущего ремонта ($t_т$) с учетом наработки на отказ слабого звена ($\overline{T}_{сл.зв.}$, см. п.3.2.4) может быть скорректирована по следующей зависимости:

$$t_т = 0{,}9 \cdot \overline{T}_{сл.зв.} \cdot K_{ф.п.}, \qquad (Д.3)$$

где 0,9 – коэффициент, учитывающие предупредительный характер замены (получен исходя из максимального использования ресурса узлов и деталей на единицу затрачиваемых средств на ремонт);

$\overline{T}_{сл.зв.}$ – средняя наработка на отказ слабого звена ЭМ;

$K_{ф.п.}$ – коэффициент, учитывающий фактическое количество пусков (для электродвигателей).

Коэффициент $K_{ф.п.}$ рекомендуется принимать равным единице, если число пусков (П) за межремонтный период не превышает 20 за 1000 часов работы электродвигателя, т.е. $K_{ф.п.}=1$ при $П \leqslant 20$.

На каждые последующие 10 пусков его рекомендуется снижать на 0,1. Например, при тридцати пусках он будет равен

$K_{ф.п.}=1-0{,}1=0{,}9$, при сорока $K_{ф.п.} = 1-0{,}2=0{,}8$ и т.д.

Коэффициент $K_{ф.п.}$ может быть уточнен при анализе влияния числа пусков на показатели надежности электродвигателя по зависимости 3.3, раздел 3.

Если отработанный ресурс ЭМ (или срок службы) – ($t_{от}$) больше или равен паспортному ($t_п$), т.е. $t_{от} \geqslant t_п$, то в формулу (Д.3) вводится коэффициент $a \leqslant 1$, см. приложение А), тогда

$$t_к = 0{,}9 \cdot \overline{T}_{сл.зв.} \cdot K_{ф.п.} \cdot a. \qquad (Д.4)$$

Д.11.2. Диагностический контроль обязательно проводится до вывода ЭМ в ремонт и после его завершения и пуска в эксплуатацию. Результаты диагностического контроля после ремонта используются для оценки качества ремонта и заносятся в базу данных.

Периодичность диагностического контроля ($t_т$) должна определяться с учетом наработки слабого звена и соответствовать периодичности текущего ремонта (см. зависимость Д.3) при условии $t_к \leqslant t_т$.

Для своевременного обнаружения неисправностей, интервалы времени между плановыми диагностическими контролями рекомендуется принимать равными половине наработки на отказ слабого звена электрической машины.

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(обязательное)

ОЦЕНКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ ПО ВИБРОАКУСТИЧЕСКИМ ПАРАМЕТРАМ И ТЕМПЕРАТУРЕ

Е.1. Электродвигатели магистральных и подпорных насосных агрегатов должны быть оснащены контрольно-сигнальной виброаппаратурой с возможностью контроля текущих параметров вибрации, автоматической предупредительной сигнализацией и автоматическим отключением при достижении предельно допустимого уровня вибрации.

До установки контрольно-сигнальных средств измерения допускается осуществлять контроль и измерение величины вибрации портативными (переносными) средствами виброметрии, соответствующими ГОСТ 25275-82 /32/.

Е.2. Электродвигатели вспомогательных НА и систем НПС должны контролироваться по уровню вибрации с помощью переносной аппаратуры.

Е.3. В качестве измеряемого параметра вибрации устанавливается среднее квадратическое значение (СКЗ) виброскорости в рабочей полосе частот 10-1000 Гц.

Е.4. Датчики контрольно-сигнальной аппаратуры устанавливаются обязательно на каждой подшипниковой опоре электродвигателей горизонтальных магистральных и подпорных насосных агрегатов, которые контролируют вибрацию в вертикальном направлении.

При наличии многоканальной виброаппаратуры рекомендуется дополнительно устанавливать датчики для контроля вибрации в горизонтально-поперечном и горизонтально-осевом направлениях каждого подшипникового узла.

Е.5. Вертикальная составляющая вибрации измеряется на верхней части крышки подшипника над серединой длины его вкладыша.

Горизонтально-поперечная и горизонтально-осевая составляющие вибрации измеряются на уровне оси вала электродвигателя против середины длины опорного вкладыша.

Вибрация электродвигателей вертикальных подпорных насосных агрегатов измеряется на корпусе подшипникового узла в вертикальном (осевом) и горизонтально-поперечном направлениях.

У электродвигателей с щитовыми подшипниками вибрация измеряется в трех взаимно перпендикулярных направлениях возможно ближе к оси вращения ротора.

Е.6. Вибрация всех элементов крепления электродвигателя к раме и рамы к фундаменту измеряется и контролируется в вертикальном направлении.

Е.7. Общая оценка технического состояния электродвигателей магистральных и подпорных агрегатов по вибрации во время эксплуатации производится в соответствии с нормами вибрации магистральных насосных агрегатов, представленными в таблице Е.1.

Таблица Е.1 Эксплуатационные нормы вибрации для электродвигателей магистральных и подпорных насосных агрегатов

Среднее квадратическое значение виброскорости, мм/с	Оценка интенсивности вибрации	Оценка длительности эксплуатации
До 2,8	Отлично	Длительная
Свыше 2,8 до 4,5	Хорошо	Длительная
Свыше 4,5 до 7,1	Удовлетворительно необходимо улучшение	Ограниченная
Свыше 7,1	Неудовлетворительно	Не допускается

Общая оценка технического состояния электродвигателей вспомогательных НА и систем НПС по вибрации проводится в соответствии с нормами вибрации, представленными в таблице Е.2.

Таблица Е.2 Предельно допустимые нормы вибрации для электродвигателей вспомогательных насосных агрегатов и систем НПС

Нормы вибрации	Высота оси вращения, мм				Режим работы
	до 80 мм	от 80 до 132 мм	от 132 до 225 мм	свыше 225 мм	
Среднее квадратическое значение, виброскорости, мм/с	1,12	1,8	2,8	4,5	На холостом ходу
	1,8	2,8	4,5	7,1	Под нагрузкой

Е.8. После монтажа нового или отремонтированного электродвигателя магистральных и подпорных насосных агрегатов, замены муфты, постановки нового ротора и пр. осуществляется контроль технического состояния под нагрузкой, измеряются и фиксируются базовые значения вибрации, температуры и шума. При этом электродвигатель допускается к эксплуатации при уровне вибрации на подшипниковых опорах не более 4,5 мм/с, а на раме около подшипниковых стояков и лапах подшипниковых стояков не более 1 мм/с. В противном случае считается, что электродвигатель неисправен или его монтаж выполнен некачественно. Необходимо установить причины повышенного уровня вибрации и устранить их.

Е.9. После монтажа нового или отремонтированного электродвигателя вспомогательных НА и систем НПС осуществляется контроль вибрации на холостом ходу, и двигатель допускается к эксплуатации, если общий уровень вибрации на подшипниках в вертикальном направлении не превышает значений, указанных в таблице Е.2.

Е.10. Оперативный диагностический контроль осуществляется оператором каждые два часа визуально по показаниям контрольно-сигнальной виброаппаратуры (КСА). Регистрацию величины вибрации производят один раз в смену по каждой контролируемой точке на установившемся режиме (при отсутствии КСА измерения производят

переносными приборами). При этом регистрируется соответствующий режим работы агрегата - подача и давление на входе в насос, а также сила тока и мощность, при наличии соответствующих приборов.

В объем работ оперативного диагностического контроля входит измерение и регистрация СКЗ виброскорости в вертикальном направлении на каждой подшипниковой опоре и измерение (без регистрации) на лапах подшипниковых стояков.

Е.11. При превышении виброскорости на подшипниках в любой из точек измерения уровня 6,0 мм/с проводится неплановый диагностический контроль.

Е.12. Для электродвигателей вспомогательных НА оперативный диагностический контроль проводится ежесменно. При этом осуществляется визуальный осмотр технического состояния и, при необходимости, измерение вибрации. Измерение и регистрация СКЗ виброскорости в вертикальном направлении на подшипниках производится не реже одного раза в месяц.

Е.13. Плановый диагностический контроль проводится с целью определения вида (типа) развивающегося дефекта и прогноза работоспособности электродвигателя до следующего планового диагностического контроля с периодичностью установленной в разделе 4 настоящего Положения.

В объем планового диагностического контроля входит:

измерение СКЗ и спектральных составляющих виброскорости на каждом подшипниковом узле в трех взаимно перпендикулярных направлениях;

измерение СКЗ виброскорости на лапах подшипниковых стояков и рядом с ними на раме;

измерение уровня шума электродвигателя;

измерение температуры подшипниковых узлов, а также меди и железа статора;

определение остаточного ресурса (построение тренда);

регистрация результатов измерения и оценка текущего технического состояния электродвигателей (определение возможности

эксплуатации электродвигателя до следующего планового диагностического контроля).

Е.14. Для электродвигателей вспомогательных НА плановый диагностический контроль допускается проводить только по вибрационным параметрам, т.е. без измерения уровня шума и контроля температуры. При этом предельно допустимые значения вибрации не должны превышать значений, указанных в таблице Е.2 в графе "под нагрузкой".

Е.15. Неплановый диагностический контроль проводится с целью определения неисправности электродвигателя в следующих случаях, если:

СКЗ виброскорости (V_e) превысило 6,0 мм/с в любой из контролируемых точек или 0,9 от предельно допустимого значения V_e для вспомогательных ЭД;

СКЗ виброскорости превысило базовое значение в два раза, независимо от фактической на данное время величины вибрации;

СКЗ виброскорости на лапах подшипниковых стояков превысило 1,8 мм/с; при установившемся режиме происходит внезапное изменение вибрации на 2 мм/с от любого предшествующего значения виброскорости на подшипниковой опоре;

уровень шума электродвигателя изменился на 6 дБ относительно базового значения;

температура подшипников, меди и железа статора изменилась на 10°С относительно базового значения при установившемся режиме перекачки для определенных климатических условий.

В объем планового диагностического контроля входят работы планового диагностического контроля, а также:

проверка центровки насосного агрегата;

измерение и анализ вибрации на выбеге (остановке) электродвигателя;

проверка давления масла в маслосистеме;

измерение и анализ вибрации в точках, не предусмотренных плановым диагностическим контролем, с целью определения причин повышенной вибрации (в местах крепления рамы к фундаменту, на

анкерных болтах, возбудителе и пр.).

Е.16. По результатам измерения вибрации рекомендуется для каждой контролируемой точки строить график изменения уровня вибрации в зависимости от времени наработки (тренд) (рис.Е.1).

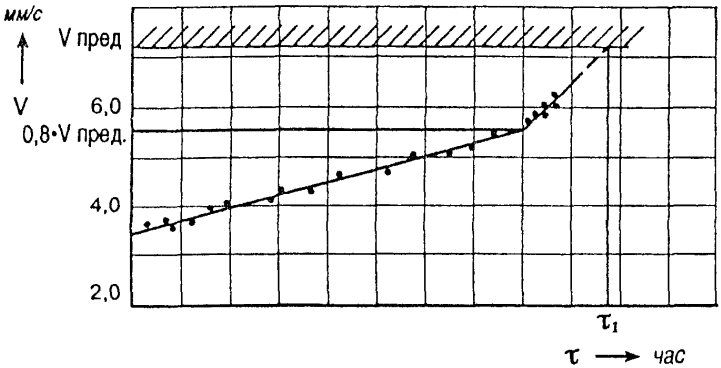


Рисунок Е.1 – График определения времени наступления предельно допустимого уровня вибрации

При построении линии тренда до уровня виброскорости 5,5 мм/с или 0,8 предельно допустимого значения виброскорости ($0{,}8V_{e\ пред.}$) линию тренда можно представить прямой линией, проводимой путем апроксимации значений вибрации от начала их регистрации.

В дальнейшем (по достижении вибрации 0,8 $V_{e\ пред.}$), как правило, линия тренда будет располагаться (возрастать) круче, то есть под большим углом к оси абсцисс. Эту линию тренда необходимо провести до пересечения с линией предельно допустимого уровня вибрации ($V_{e\ пред.}$), вначале апроксимируя по значениям вибрации, соответствующим наработке электродвигателя, а дальше ее экстраполировать (продолжить по аналогии). Пример построения тренда показан на рис. Е.1, где предельно допустимый уровень вибрации $V_{e\ пред.}$ равен 7,1 мм/с, что соответствует электродвигателям магистральных и подпорных насосных агрегатов. Данный график позво-

ляет определить τ_1 - время наступления предельно допустимого уровня вибрации.

Е.17. Для электродвигателей вспомогательных НА и систем НПС значения предельно допустимого СКЗ виброскорости $V_{e\ пред.}$ принимаются из таблицы Е.2. Построение тренда аналогично предыдущему.

Е.18. Для проведения диагностических контролей используются виброаппаратура с возможностью измерения спектральных составляющих вибрации, шумомеры с возможностью измерения активных составляющих (типа ВШВ-003), приборы, позволяющие определять техническое состояние подшипников качения (типа ИСП-1В), приборы для центровки валов (типа "Опталайн") или аналогичные им.

Е.19. Ориентировочно причины проявления дефектов по результатам измерения вибрации определяются по характерным признакам, указанным в таблице Е.3, там же рекомендованы способы устранения дефектов.

Е.20. С целью большей достоверности обнаружения дефектов валов электродвигателей можно использовать таблицу Д.2 приложения Д, позволяющую различать по уровню вибрации дефекты валов от неисправности насосного агрегата типа перекоса осей.

Е.21. Для организации обслуживания и ремонта с учетом фактического технического состояния рекомендуется на базе ПЭВМ применять автоматизированное рабочее место оператора НПС (АРМО) с автоматическим контролем параметров, отражающих текущее техническое состояние электродвигателей.

Таблица Е.3 Определение основных причин вибрации электродвигателя по характеру их проявления

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
1. Неуравновешенность ротора (НР)								
1.1. Неуравновешенность ротора механическая (НРМ)								Как правило, 1-я гармоника на 20-40 дБ превышает гармоники высшего порядка
1.1.1. Несимметричное распределение массы ротора, несоосность поверхности ротора с поверхностями шеек, изгиб вала ротора	$k \cdot F_o$, где k=1,2,3	Рад.	ППД+ЗПД ППН+ЗПН	Не зависит	От n	Постоянно воспроизводимая	Балансировка	Основная причина повышенной вибрации

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
1.1.2. Излом, обрыв лопаток рабочих колес насосов, частей электродвигателей	$k \cdot F_o$, где k=1,2,3	Рад.	ППД+ЗПД ППН+ЗПН	Скачкообразное изменение в момент излома и далее не зависит	От n	В момент излома изменение на 10-40 дБ	Устранение дефекта и затем балансировка	Увеличение амплитуды первой гармоники сигнала
1.1.3. Эрозия, коррозия, износ или загрязнение трущихся поверхностей, приводящие к НРМ		Рад.	ППН+ЗПН ППД+ЗПД	Медленное изменение на 10-20 % на 1000 часов работы агрегата	От n	Постоянно воспроизводимая	Устранение дефектов шеек и вкладышей и затем балансировка	Медленное изменение на 10-20 % амплитуды вибрации на 1000 часов
1.2. Термическая нестабильность								
1.2.1. Изменение геометрии вала из-за ос-	$k \cdot F_o$, где k=1,2,3	Рад.	ППД+ЗПД	Зависит при разгоне и до ус-	От n, от Q-H, от N	Воспроизводимая при стационар-	Замена ротора, балансировка при ста-	Балансировку ЭД лучше проводить в

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
таточных напряжений при изготовлении и выхода его на стационарный тепловой режим				тановления стационарного теплового режима, далее - не зависит		ном тепловом режиме	ционарном тепловом режиме	сборе
1.2.2. Тепловой прогиб вследствие задевания частей ротора за лабиринтные кольца, уплотнения, в проточной части, задевание цилиндрических поверхностей рабочих колес насосов об уплотнительные кольца	$k \cdot F_o$, где k=1,2,3	Рад. Осев.	ППН+ЗПН	Может усиленно изменяться при постоянном режиме эксплуатации	От n, от Q-H, от N	Как правило, стабильна в небольших интервалах времени	Устранение дефекта или замена ротора, далее балансировка	Характеризуется резким увеличением вибрации во всех направлениях при соответствующей явлению t, сама синусоида "дышит" по амплитуде и частоте, фазовый угол может хаотически изменяться

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
1.2.3. Тепловой прогиб из-за витковых замыканий в роторе и при неравномерной толщине пазовой изоляции	$k \cdot F_o$, где k=1,2,3	Рад.	ППД+ЗПД	Нарастание до установления стационарного теплового режима	От n, от Q-H, от N	Стабильна при стационарном режиме	Устранение электрических дефектов	
1.2.4. Разъединение посадки железа ротора на вал	$k \cdot F_o$, где k=1,2,3	Рад.	ППД+ЗПД	Циклическое изменение	От n, от Q-H, от N	Стабильна в коротких интервалах времени	Замена ротора или устранение дефекта	Длительность цикла зависит от Q-H и N
				2. Расцентровка				
2.1. Излом линии валов и осевое смещение	$k \cdot F_o$, где k=1,2,3,4	Рад. Осев.	ППД+ЗПД ППН+ЗПН	Сильно зависит от изменения t (^oC) каждого из подшипни-	От Q-H, от N	Воспроизводимая при постоянных t (^oC) подшипников	Центровка	Амплитуда колебаний изменяется при чувствительности центровки к измене-

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
				ков, зависит от нагрузки				нию t. Изменения носят нециклический характер во времени
2.1.1. Излом линии валов (угловое смещение)	$k \cdot F_o$, где k=1,2,3,4	Осев.	ППД+ЗПД ППН+ЗПН	Малая зависимость	Зависит от Q-H	Стабильна при стационарном режиме	Центровка	Колебания в осевом направлении больше, чем в радиальном
2.1.2. Осевое (параллельное) смещение	$k \cdot F_o$, где k=1,2,3,4	Рад.	ППД+ЗПД ППН+ЗПН	Малая зависимость	Зависит от Q-H	Стабильна при стационарном режиме	Центровка	Колебания в радиальном направлении больше , чем в осевом

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
3. Дефекты подшипников скольжения								
3.1. Вихревая смазка, неустойчивость колебаний шипа на масляной пленке	(0,42-0,48) F_o	Рад.	Конкретная опора	Малая зависимость		Невелика	Подшабривание, замена масла, регулировка масляной перемычки	Прецессия вала под влиянием масляного клина
3.2. Неравномерная (неправильная) смазка подшипника	F_o/k, где k=2,3	Рад.	Конкретная опора	Малая зависимость		Невелика	Регулировка масляной перемычки, обеспечение обильной смазки	Контакт поверхностей вала и вкладышей в результате разрыва масляной пленки
3.3. Повышенный зазор при неплотной посадке подшипника	$k \cdot F_o/2$, где k=1,2-10	Рад.	Конкретная опора	Не зависит	От n			1-я субгармоника и высшие гармоники превышают уровень шумов на 5-20 дБ

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
3.4. Некруглость цапф ротора. Отклонение геометрии вкладыша подшипника от нормы	$k \cdot F_0 \cdot u$ /2, где k=1,2-6; u=4, 6, 8, 10...;	Рад.	Конкретная опора	Не зависит	От n	Воспроизводимая, может достигать 5-10 мм/с	Шлифовка, опиловка, шабровка (тщательная обработка) цапф, замена вкладышей	
				4. Дефекты зубчатой муфты				
4.1. Неравномерная нагрузка на пальцы (зубья), вызванная неточностями в шагах и форме втулок (зубьев) и пальцев муфты	F_0	Рад.	ППД+ППН	Не зависит	Пропорциональна вращающему моменту	Воспроизводимая	Замена ступиц, полумуфт, пальцев, втулок	Радиальные силы, воздействующие на ППД и ППН, находятся в противофазе (основная частота, причем только на ППД и ППН)

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
4.2. Силы трения в упругих элементах от несовпадения осей валов (расцентровка)	$k \cdot F_o$, где k=1,2,3	Рад. Осев.	ППД+ППН	Не зависит			Центровка	Периодически изменяющийся момент вызывает быстрый износ муфты
4.3. Неравномерная работа пальцев (зубьев)	$k \cdot F_o \cdot z$, где k=1,2,3, z – число зубьев (пальцев) муфты	Рад.	ППД+ППН	Не зависит			Замена ступиц, полумуфт, пальцев, втулок	Возможна, как следствие износа муфты. Величина виброскорости на высших гармониках убывает по экспоненте

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
5. Дефекты крепления агрегата								
5.1. Неплотное прилегание оснований подшипниковых опор			Конкретная опора	Не зависит	От Q-H, от n	Воспроизводимая		Увеличение вибрации ЭД вследствие изменения жесткости установки и уменьшения колеблющихся масс
5.1.1. Отставание подшипниковой опоры в средней части	F_o	Верт.	Конкретная опора	Не зависит	От Q-H, от n			Симметричное ослабление жесткости прилегания опоры
5.1.2. Отставание подшипниковой опоры по краям	F_o	Гориз.	Конкретная опора	Не зависит	От Q-H, от n			

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
5.1.3. Одностороннее отставание подшипниковой опоры	$k \cdot F_o$, где k=1,2	Рад.	Конкретная подшипниковая опора	Не зависит	От Q-H, от n			Несимметричное ослабление жесткости прилегания опоры. Обнаруживается по результатам измерений 1 и 2 гармоник (их суммы), когда их амплитуды меняются одновременно (пропорционально)
5.2. Ослабление крепления подшипниковых опор к раме	$k \cdot F_o$, где k=1,2	Рад.	Конкретная опора	Не зависит	От Q-H, от n		Затяжка болтов	Неисправность устраняется затяжкой болтов

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
6. Электрические дефекты								
6.1. Несимметрия токов в фазах обмотки статора	$2F_o$	Рад. Осев.	ППД+ЗПД	Не зависит	Пропорционально убывает с увеличением Q, N	Воспроизводимая		Соотношение между параметрами вибрации зависит от конструктивных особенностей
6.1.1. Несимметрия токов питающей сети							Нормализация параметров сети	
6.1.2. Различие сопротивления фаз статора							Устранение дефектов обмоток статора	
6.2. Обрывы и короткое замыкание обмоток статора	$2F_{сети}$	Рад.	ППД+ЗПД	Не зависит	От n	Воспроизводимая	Устранение дефектов обмоток статора	При выключении питания ЭД вибрация мгновенно пропадает (резко падает)

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
6.3. Обрывы и короткое замыкание в цепи ротора	Удвоенная разность между частотой вращения магнитного поля и оборотной частотой	Рад. Осев.	ППД+ЗПД	Не зависит	Частота вибрации и пульсаций тока растет с увеличением нагрузки	Воспроизводимая	Устранение обрывов обмотки ротора; проверка контактов решетки ротора, проверка, щеточных цепей	При выключении питания ЭД вибрация мгновенно пропадает (резко падает). Основное направление колебаний определяется конструкцией ЭД
6.4. Неподвижный эксцентриситет воздушного зазора между статором и ротором (неправильная проточка статора); деформации статора при нагревании	$2 P \cdot F_o \cdot k$, где k=1,2,3 (обычно – 2) Часто наблюдается вибрация с частотой 100 Гц	Рад.	ППД+ЗПД	Не зависит	От n	Воспроизводимая	Центрирование обмоток статора, выверка зазоров	Измерения проводить на опорах при невозможности проведения на статоре непосредственно

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
6.5. Вращающийся эксцентриситет пакета ротора относительно оси вращения; деформация ротора при нагревании	F_o	Рад.	ППД+ЗПД	Не зависит		Воспроизводимая	Замена ротора	Вибрация пропадает сразу после снятия напряжения питания

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
7. Дефекты подшипников качения								
7.1. Некруглая посадка подшипника	$k \cdot F_o$, где $k = 1,2,3$	Рад.	Конкретный подшипник	Не зависит			Доработка опорной шейки и вкладыша подшипника	Величина вибрации невелика, амплитуды высших гармоник убывают по экспоненте. Наиболее эффективно измерять параметры вибрации на самом подшипнике или в его близости
7.2. Большой зазор в подшипнике, ослабленное внутреннее кольцо	F_o	Рад.	Конкретный подшипник	Не зависит			Замена подшипника	То же
7.3. Овальность и конусность колец	$2F_o$	Рад. Осев.	Конкретный подшипник	Не зависит			Замена подшипника	То же

Продолжение таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
7.4. Разноразмерность шариков	$\frac{F_o Z}{2}\left(\frac{r_1}{r_1+r_2}\right)$						Замена подшипника	То же
7.5. Овальность и гранность шариков	$\frac{D_o}{d_ш}\left(1-\frac{d_ш^2}{D_o^2}\right)\frac{ZK_1F_o}{2}$						Замена подшипника	То же
7.6. Зазоры в гнездах сепараторов, неуравновешенность сепаратора	$\frac{F_o}{2}\left(1-\frac{d_ш}{D_o}\right)$						Замена подшипника	То же
7.7. Динамические импульсы от волнистости	$\frac{F_o m}{2}\left(1\pm\frac{d_ш}{D_o}\right)$							То же
7.8. Локальные дефекты, местный наклеп	$\frac{F_o K_2 Z}{2}\left(1\pm\frac{d_ш}{D_o}\right)$					Спектр нестабильности		То же

Окончание таблицы Е.3

Причина повышенной вибрации	Характерная частота колебаний в спектре	Направление колебаний	Узел	Зависимость амплитуды колебаний от времени	Зависимость от параметров эксплуатации	Величина амплитуды	Способ устранения дефекта	Примечание
7.9. Периодическое изменение жесткости при перекатывании шариков	$F_o \frac{Z}{2}\left(1-\frac{d_ш}{D_o}\right)$							То же

Примечание

ЭД – электродвигатель;

F_o – частота вращения, Гц;

n – частота вращения ротора, об/мин;

k – целое число (номер гармоники);

ППД и ЗПД – передний и задний подшипники двигателя;

ППН и ЗПН – передний и задний подшипники насоса;

Q – подача;

H – напор;

N – мощность насоса;

$F_{сети}$ – частота сети, Гц;

r_1, r_2 – радиус дорожек качения внутреннего и наружного колец;

$d_ш$ – диаметр шарика подшипника;

D_o – диаметр центров тел качения;

Z – число шариков;

K_1 – число волн (граней) на шарике;

K_2 – число дефектов на дорожках качения;

t – температура;

m – число волнистостей по окружности дорожек;

u – число узлов профилей при некруглости цапф ротора;

P – число пар полюсов;

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(рекомендуемое)

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ

Ж.1. Дефекты и методы диагностирования

Электрооборудование различается по условиям применения, виду эксплуатационных воздействий и характеру типовых повреждений (таблица Ж.1), что определяет разнообразие применяемых методов и средств диагностики.

Таблица Ж.1 Основные причины повреждений электрооборудования высокого напряжения

Наименование оборудования	Элементы конструкций	Причины повреждений
Трансформаторы, реакторы	Изоляция	Увлажнение, термическое и электрическое разрушение (включая частичные разряды); изменение свойств, насыщение газами и загрязнение масла
	Обмотки и магнитопровод	Динамическая неустойчивость при токах КЗ, перегревы, нарушение изоляции элементов
	Устройства регулирования напряжения	Перегревы, отказы функционирования
Выключатели, разъединители	Контактная система с приводом	Перегревы, отказы функционирования (разрегулировка), деформация механических элементов
	Изоляция	Увлажнение, пробой элементов, изменение свойств масла, частичные разряды (для КРУ)
Вводы и измерительные трансформаторы	Изоляция	Увлажнение, термическое и электрическое разрушение (включая частичные разряды); изменение свойств, насыщение газами и загрязнение масла

Окончание таблицы Ж.1

Наименование оборудования	Элементы конструкций	Причины повреждений
Вводы и измерительные трансформаторы	Обмотки и магнитопровод	Изменение характеристик, перегревы (из-за витковых замыканий)
Ограничители перенапряжений, разрядники	Шунтирующие и рабочие элементы	Износ, увлажнение
	Искровые промежутки	Изменение разрядных напряжений

Перечень основных методов диагностирования электрооборудования высокого напряжения и выявляемые при этом дефекты указаны в таблице Ж.2.

Таблица Ж.2 Методы диагностирования и выявляемые дефекты

Метод диагностирования	Выявляемые дефекты
Для силовых и измерительных трансформаторов	
Измерение сопротивления изоляции	Сильное увлажнение, загрязнение
Измерение комплексной проводимости, диэлектрических потерь и емкости изоляции	Увлажнение, местное разрушение разрядами, ухудшение характеристик масла
Измерение абсорбционных характеристик изоляции	Увлажнение
Определение физико-химических характеристик масла	Увлажнение, старение, перегревы, загрязнение, термическое разложение материалов
Анализ газов, растворенных в масле	Термическое и электрическое разрушение элементов конструкции
Измерение частичных разрядов	Местные дефекты (включения), изменения распределения напряжения по конструкции, электрическое разрушение

Окончание таблицы Ж.2

Метод диагностирования	Выявляемые дефекты
Измерение сопротивления постоянному току токоведущих частей	Повреждения соединений токоведущих элементов и переключателей устройств регулирования напряжения
Измерение потерь холостого хода	Нарушения изоляции элементов магнитопровода
Измерение напряжения короткого замыкания	Нарушения изоляции элементов магнитопровода
Измерение частотных характеристик обмоток	Деформация обмоток
Для коммутационной аппаратуры	
Измерение сопротивления постоянному току	Ослабление контактного давления, повреждение или загрязнение контактных поверхностей, ослабление болтовой затяжки соединений токоведущих частей
	Повреждения активных делителей напряжения дугогасящих устройств
	Повреждения обмоток электромагнитов управления
Измерение тока и напряжения срабатывания механических приводов	Повышенное трение в узлах, разрегулировка
Измерение скоростных характеристик масляных выключателей	Разрегулирование контактной системы и повышенное трение
Определение временных характеристик работы контактной системы воздушных выключателей	Разрегулировка контактной системы и повышенное трение, поломка пружин
Измерение сопротивления изоляции и ее диэлектрических характеристик	Загрязнение, увлажнение, ухудшение свойств изоляционного масла
Измерение температуры токоведущих частей	Перегревы токоведущих частей

Для более полного диагностирования целесообразно использовать все возможные методы, при этом совпадение их результатов позволяет более уверенно идентифицировать дефект.

Ж.2. Методы диагностирования изоляции

Ж.2.1. Контроль состояния изоляции электрооборудования проводится сравнением значений сопротивления изоляции, измеренных в процессе эксплуатации, с первоначальными значениями, полученными перед вводом оборудования в действие. Сопротивление после 3-5 лет эксплуатации электрооборудования считается недостаточным, если налицо резкое снижение сопротивления изоляции по отношению к первоначальным значениям - на 30% и больше.

Методы контроля без вывода электрооборудования из эксплуатации (под рабочим напряжением) являются предпочтительными. Данный метод повышает эффективность технического диагностирования при снижении затрат труда на его проведение, а также улучшает условия труда персонала. Контроль под напряжением можно осуществить проводя анализы периодически отбираемых проб изоляционного масла, а также измеряя характеристики изоляции оборудования в процессе эксплуатации.

Применяют два способа организации контроля оборудования под напряжением: ранняя диагностика, т.е. выявление признаков ухудшения технического состояния, вызывающих изменения значений контролируемых параметров; сигнализация предельных состояний, т.е. выявление признаков ухудшения технического состояния, являющихся опасными с точки зрения надежности оборудования. Оба способа позволяют лучше планировать ремонты и при необходимости проводить срочное отключение оборудования, находящегося в предаварийном состоянии.

Работоспособность электрооборудования рекомендуется поддерживать непрерывным контролем за состоянием изоляции в процессе ее эксплуатации следующими схемами:

схемы, работающие на токах нулевой последовательности (контроль возможен в сетях с изолированной нейтралью);

схемы, работающие на выпрямленных токах контролируемой сети;

схемы, работающие на выпрямленных токах постороннего ис-

точника;

схемы, работающие на токах постороннего источника с частотой, отличной от промышленной;

комбинированные схемы.

"Контроль с отключением" допустим в сетях с резервированием электроснабжения основных потребителей (основной нагрузки). Если этого нет, то следует проводить технико-экономические расчеты, сопоставив стоимость внедрения непрерывного контроля с убытками от внезапного отключения оборудования в случае вывода сети из эксплуатации при снижении сопротивления изоляции.

Основные контролируемые признаки (явления) в изоляции и соответствующие им диагностические параметры приведены в таблице Ж.3.

Таблица Ж.3 Контролируемые явления и диагностические параметры изоляционных конструкций

Контролируемый признак	Диагностический параметр
Изменение диэлектрических характеристик	Ток через изоляцию, комплексная проводимость изоляции, диэлектрические потери, емкость
Возникновение частичных разрядов	Импульс напряжения на объекте, ток переходного процесса, импульс давления
Изменение физико-химических характеристик изоляционного масла	Электрическая прочность, диэлектрические потери, прозрачность (цвет), содержание механических примесей, температура вспышки, содержание водорастворимых кислот и щелочей, кислотное число, газосодержание, влагосодержание
Образование продуктов разложения изоляции (анализ газов, растворенных в масле)	Горючесть газов, растворенных в масле, и в газовом реле; состав газов, растворенных в масле, и в газовом реле
Изменение распределения напряжения	Разность потенциалов между элементами, потенциал относительно земли, интенсивность поверхностных разрядов

Браковочными критериями являются значения диагностических параметров и признаков, достаточные для оценки состояния контролируемого электрооборудования. Конечной целью такой классификации является прогнозирование работоспособности электрооборудования и определение периодичности диагностических контролей. В качестве браковочного критерия принимается выход значений контролируемых параметров за установленные пределы.

Ж.2.2. Метод частичных разрядов (ЧР)

Основной диагностический параметр при эксплуатационном контроле - кажущийся заряд частичного разряда.

Для диагностики изоляции используются электрические методы, обеспечивающие определение значения контролируемого параметра, а также акустические методы обнаружения импульсов давления, вызванных разрядами. Электрические методы основаны на измерении импульса тока в испытательной цепи, вызванного нейтрализацией в месте разрядов некоторого заряда и последующим перераспределением зарядов элементов схемы. Возможно также измерение электромагнитных возмущений, вызванных током разрядов. Основные схемы включения измерительных устройств указаны в справочнике "Технические средства диагностирования" /33/. Основная область применения этих методов - определение места возникновения разрядов в оборудовании (в основном трансформаторе).

В качестве первичного преобразователя применяется резистор (резисторный датчик) или катушка индуктивности (индуктивный датчик). При измерении кажущегося заряда ЧР применяется измеритель амплитудных значений импульсов.

Наибольшую эффективность при контроле электрооборудования обеспечивает непрерывное измерение ЧР. Устройства для такого контроля - сигнализаторы частичных разрядов должны иметь орган, анализирующий результаты измерений и вырабатывающий сигнал о наличии ЧР.

Акустические методы, используемые для выявления разрядов и локации их источника, основаны на индукции импульсов давления, возникающих при ЧР и распространяющихся в окружающей изоляцию среде. Метод локации основан на измерении времени распространения акустического сигнала от места дефекта до датчика.

Схема контроля состоит из устройства, воспринимающего электрический импульс, возникающий при ЧР, и нескольких (не менее трех) акустических датчиков, установленных на баке. Отсчет времени начинается с момента возникновения электрического импульса и заканчивается в момент прихода акустического сигнала к соответствующему датчику. Относительно каждого датчика источник разрядов находится на поверхности сферы с радиусом, равным расстоянию, которое акустический сигнал проходит за измеренный интервал времени. Данные измерений в трех точках поверхности бака, определяют место дефекта. Для этого способа локации необходимо узкополосное измерительное устройство. Определение местонахождения разрядов возможно только по результатам акустических измерений.

Исходные положения для анализа результатов измерений при эксплуатационном контроле оборудования:

явления, происходящие одинаково на всех трех фазах, следует отнести к внешним помехам;

к помехам относятся редкие непериодические импульсы и импульсы, идущие несинхронно с напряжением сети;

непрерывная последовательность импульсов с неизменной амплитудой и частотой следования 50 или 100 импульсов в секунду - есть следствие пробоя искрового промежутка между двумя электродами. Как правило, источники таких разрядов находятся вне изоляции электрооборудования (их надо выявить), но не исключена возможность нахождения их в объекте контроля;

частичные разряды в изоляции могут проявляться как последовательность импульсов с достаточно стабильной амплитудой и частотой следования, кратной промышленной, или как серия нестабильных импульсов разных амплитуд (поверхностный разряд, предпробойное явление).

Ж.3. Метод диагностики по результатам анализа растворенных в масле газов

Диагностирование по содержанию растворенных в масле газов включает в себя выявление оборудования с дефектами, оценку скорости развития дефектов и определение их характера и опасности.

Методы диагностики эксплуатационного состояния маслонаполненного высоковольтного электрооборудования включают критерии, основанные на измерении концентрации растворенных в масле газов.

Численные значения критериев зависят не только от вида и характера повреждения, но и от особенностей конструкции, срока службы и условий эксплуатации электрооборудования. Выбор численных значений критериев базируется на статистическом анализе результатов многолетних измерений.

Для силовых трансформаторов, автотрансформаторов и реакторов напряжением 35 кВ и выше с любым видом защиты масла от увлажнения проводится диагностика эксплуатационного состояния трансформаторного оборудования (без отключения) при периодическом отборе проб масла по результатам хроматографического анализа растворенных в масле газов, согласно РД 34.46.302-89 /14/.

При оценке техсостояния используют критерий граничных концентраций. Если по результатам хроматографического анализа концентрация одного или нескольких газов превышает граничное значение, то такое электрооборудование берется под учащенный хроматографический контроль и, в случае необходимости, выводится в ремонт. Для диагностики состояния трансформаторов критерий граничных концентраций обеспечивается по этилену, углекислому газу, метану и этану. Надежность принятия решения о наличии дефекта в электрооборудовании повышается, если концентрации не менее чем трех газов достигли или превысили граничные значения.

В качестве критерия скорости развития дефекта принимается скорость нарастания концентраций диагностических газов и применяется при получении функции распределения критерия по исправному

оборудованию и оборудованию, в котором выявлен дефект. В соответствии со скоростью изменения концентраций газов изменяется и периодичность контроля.

Ж.4. Метод инфракрасной диагностики

Ж.4.1. Плановый диагностический контроль с применением приборов инфракрасной техники (ИКТ) обеспечивает контроль состояния оборудования и сооружений без вывода их из эксплуатации, выявление дефектов на ранней стадии, сокращение затрат на техническое обслуживание за счет прогнозирования сроков и объема ремонтных работ. Неисправности, выявляемые ИКТ, указанны в таблице Ж.4.

Таблица Ж.4 Виды электроустановок и неисправности, выявляемые ИКТ

Наименование оборудования	Диагностируемые неисправности
Генераторы	Межлистовые замыкания в стали статора
	Ухудшение качества паек стержней и катушек ротора и статора
	Закупорка полостей проводников стержней обмоток статора генераторов с водяным охлаждением
	Витковые замыкания в обмотках статора
	Нарушение изоляции подшипников
	Проверка эффективности работы щеточно-контактного аппарата
Электродвигатели	Витковые замыкания в обмотке статора
	Нарушения в работе охлаждающих устройств
	Некачественные контактные соединения кабелей питания

Продолжение Ж.4

Наименование оборудования	Диагностируемые неисправности
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	Возникновение магнитных полей рассеивания
	Нарушения в работе охлаждающих систем
	Нарушение внутренней циркуляции масла в баке трансформатора (образование застойных зон) в результате шламообразования
	Витковые замыкания в обмотках, встроенных трансформаторов тока
	Дефекты вводов и контактных соединений токоведущих частей
Выключатели баковые, масляные и воздушные	Ухудшение состояния контактов дугогасительных устройств
	Ухудшение внутрибаковой изоляции, контактных соединений аппаратных зажимов, вводов выключателей
	Витковые замыкания в обмотках встроенных трансформаторов
Трансформаторы тока	Нарушение контактных соединений аппаратных зажимов первичной и вторичной обмоток, подсоединенной оцинковки и внутренних переключающих устройств
	Существенное ухудшение внутренней изоляции (шламообразование, смещение изоляции и другие дефекты)
Вентильные разрядники и ограничители тока перенапряжений	Дефекты шунтирующих сопротивлений (обрыв, отсыревание)
	Неравномерность распределения напряжения по элементам
	Нарушения герметичности элементов

Окончание таблицы Ж.4

Наименование оборудования	Диагностируемые неисправности
Конденсаторные установки	Пробой секций элементов конденсаторов
	Неравномерность распределения напряжения по колонке элементов конденсаторов
	Некачественные контактные соединения элементов конденсаторов
Разъединители, отделители, шинные мосты	Нарушения разъемных контактных соединений аппаратных зажимов, гибких связей
	Трещины в штыревых и опорно-стержневых изоляторах
КРУН, КРУ	Нарушения контактных соединений, ошиновки, вводных проходных изоляторов, болтовых соединений ошиновки
	Нарушение контактных соединений разъединителей, трансформаторов тока, выключателей, изоляции кабельных разделок (в зависимости от исполнения КРУ и КРУН)
Комплектные токопроводы	Образование короткозамкнутых контуров в экранах и металлоконструкциях
	Проверка эффективности охлаждения ошиновки токопроводов
Воздушные линии электропередачи	Выявление дефектных контактных соединений проводов при контроле с вертолета или земли
Кабельные линии	Пожароопасность кабелей по их тепловому состоянию

Для диагностики электроустановок рекомендуется использовать устройства индикации и измерения ИК-излучений: пирометры и

тепловизоры.

Для периодического контроля температуры нагрева контактов рекомендуется использовать бесконтактные инфракрасные термометры (INTRATRACE KM-801, 826, 1000, "Кельвин") и пирометры: ближнего и дальнего действия точностью до 1 ^{o}C; ближнего действия для применения в установках 0,4 - 20 кВ; дальнего действия (до 50-70 м) для контроля электрооборудования ОРУ при низких температурах.

Портативные тепловизоры на пировидиконе индикаторного типа целесообразно использовать при контроле контактных соединений электроустановок напряжением 110 кВ и выше, щеточно-контактных аппаратов генераторов, объектов, не требующих высокой точности измерения. Чтобы ускорить процесс контроля, вначале рекомендуется применять тепловизор для обзора всего оборудования РУ и выявления зон (элементов) нагрева, а затем пирометром дальнего действия проводить определение температуры нагретого контакта или элементов.

Высокочувствительные тепловизионные системы с разрешающей способностью 0,1 ^{o}C (инфракрасные камеры THERMOVISION 550) предназначены для контроля контактных соединений проводов ВЛ и обследования трасс с вертолета, проверки состояния стали статоров генераторов, дистанционного измерения температуры, проверки качества ремонта и т.п.

Ж.4.2. Контроль контактных соединений токоведущих частей основывается на следующих методах:

а) сравнение температуры проверяемого объекта с температурой другого объекта, не имеющего дефектов (сравнение с эталоном);

б) определение температуры контактных соединений (нормируется наибольшая допускаемая температура при номинальном токе ($t_н$) или ее превышение над температурой окружающей среды ($\Delta t_н$)

Вид контактного соединения	$t_н$, °С	$\Delta t_н$, °С
Соединение из меди, алюминия и их сплавов:		
без защитного покрытия	90	55
с покрытием оловом	105	70
Соединение из меди и медных сплавов с защитным покрытием:		
серебром	120	85
никелем	110	75
Выводы аппаратов из меди, алюминия и их сплавов:		
без защитного покрытия	90	55
с покрытием оловом	100	65
с покрытием серебром	105	70
Соединения шин, проводов, кабелей из меди, алюминия и их сплавов:		
без защитного покрытия	–	40
с покрытием	–	50

Примечание - Приведены предельные значения при работе в воздухе /34/.

в) оценка состояния контактного соединения по превышению его температуры над температурой находящегося вблизи него участка провода ($\Delta t_{к.п.}$).

При $I = 0{,}5\ I_{ном}$ применимы следующие рекомендации:

$\Delta t_{к.п.} < 5$ °С - непосредственной опасности нет, соединение держать под контролем;

$\Delta t_{к.п.} = 5–35$ °С - развивающийся дефект, необходима ревизия соединения при очередном ремонте, срочность проведения работ определяется с учетом возможных нагрузок присоединения;

$\Delta t_{к.п.} > 35$ °С - опасное состояние, необходим срочный ремонт; степень опасности дефекта определяется, исходя из условий работы присоединения, требований к его надежности, возможных нагрузок и т.п.

Ж.4.3. Периодичность тепловизионного контроля должна устанавливаться с учетом конструктивных особенностей оборудования, длительности его работы, рабочего напряжения, требований надеж-

ности и условий эксплуатации.

Периодичность тепловизионного контроля разъединителей, выключателей, предохранителей 1 раз в год.

В процессе эксплуатации контроль электрооборудования напряжением 0,4-110 кВ проводить ежегодно.

На вновь установленных силовых трансформаторах и автотрансформаторах мощностью 250 мВА и более должны быть определены и графически изображены тепловые поля для последующего сравнения их в процессе эксплуатации.

Основной перечень диагностических контролей по высоковольтному электрооборудованию указан в таблице Ж.5.

Таблицы Ж.5 Диагностический контроль силовых трансформаторов и высоковольтных электрических аппаратов

Диагностический контроль	Методы контроля, периодичность	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения, НТД	Средства измерения
1. Силовые трансформаторы 110 кВ и выше				
1.1. Анализ газов, растворенных в трансформаторном масле	Хроматографический анализ газов (ХАГ), растворенных в трансформаторном масле а) периодический контроль согласно РД 34.46.302-89 /14/ б) непрерывный контроль - при оснащении средствами измерения	Развивающиеся дефекты термического характера	РД 34.46.302-89 "Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов" /14/. РД 34.46.303-89 "Методические указания по подготовке и проведению ХАГ, растворенных в масле силовых трансформаторов" /16/.	а) в лабораторных условиях б) оптический датчик водорода, сигнализатор водорода и др.
1.2. Интенсивность частичных разрядов и их локация	Метод частичных разрядов. Периодический контроль. Локация - по мере необходимости.	Развивающиеся дефекты в изоляции, местные дефекты, включения, изменение распределения напряжения на конструкции , электрическое разрушение. Установление места источника частичных разрядов	Порядок проведения с использованием документации фирмы ОРГРЭС (105023, Москва, Семеновский пер., д.15)	Акустический измеритель частичных разрядов АИЧР-10 и др.

Продолжение таблицы Ж.5

Диагностический контроль	Методы контроля, периодичность	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения, НТД	Средства измерения
1.3. Тепловизионный контроль	Метод инфракрасной диагностики для обнаружения локальных перегревов. Периодический контроль	Нарушение внутренней циркуляции масла в баке, нарушения в системе охлаждения, возникновение магнитных полей рассеяния	То же	Приборы инфракрасной техники: тепловизоры ТВ-03, пирометры и др.
1.4. Температурный контроль масла	Периодический контроль - визуально	Перегрев масла	Согласно нормативам ПЭЭП, НТД	Термометр, вставленный в оправу с маслом
1.5. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь и емкости (под рабочим напряжением)	Периодический контроль	Развивающиеся дефекты в изоляции, местное разрушение разрядами. Ухудшение характеристик масла, увлажнение	Контроль распространяется также на вводы силовых трансформаторов и масляных выключателей 110 кВ	Схемы устройства присоединения - УП, шунты, сборка зажимов
2. Трансформаторы тока, напряжения, вводы силовых трансформаторов 110 кВ				
2.1. Измерение комплексной проводимости	Периодический контроль	Развивающиеся дефекты в изоляции трансформаторов тока и вводов. (Изменение коэффициента трансформации трансформатора напряжения)	Порядок проведения с использованием документации фирмы ОРГРЭС	Измеритель комплексной проводимости (схемы: с суммирующим трансформатором и с суммирующим резистором)

Продолжение таблицы Ж.5

Диагностический контроль	Методы контроля, периодичность	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения, НТД	Средства измерения
2.2. Измерение интенсивности частичных разрядов	Периодический контроль	Местные дефекты в изоляции	Состояние изоляции контролируется по изменению во времени интенсивности частичных разрядов	Акустический измеритель частичных разрядов АИЧР-10
2.3. Тепловизионный контроль контактных соединений и оборудования	Метод инфракрасной диагностики. Периодический контроль	Нарушение соединений аппаратных зажимов первичной и вторичной обмоток, подсоединенной ошиновки и внутренних переключающих устройств, ухудшение внутренней изоляции трансформаторов	Методические указания фирмы ОРГРЭС с учетом местных инструкций	Тепловизиры (Thermovision), пирометры, инфракрасные термометры "Кельвин", INTRATRACE KM 801, 826, 1000 и др.
2.4. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь и емкости под приложенным напряжением, равным или приближающимся к рабочему для трансформаторов тока 110 кВ и выше	Периодический контроль	Развивающиеся дефекты в изоляции	Требуется оснащение аппаратурой контроля под напряжением.	Устройство присоединения для трансформаторов тока - УП-4

Продолжение таблицы Ж.5

Диагностический контроль	Методы контроля, периодичность	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения, НТД	Средства измерения
2.5. Определение газосодержания в масле для вводов силовых и измерительных трансформаторов	Хроматографический анализ газов, растворенных в трансформаторном масле. Контроль по мере необходимости	Термические и электрические развивающиеся дефекты	РД34.46.302-89 /14/ РД34.46.303-89 /16/ Противоаварийный циркуляр № Ц-06-88(Э) "О мерах по повышению надежности герметичных вводов 110-750 кВ", документация завода "Изолятор" (Москва, Ленинградский просп., д.72)	Анализ в лабораторных условиях
		3. Выключатели		
3.1. Коммутационная износоустойчивость при токах КЗ и коммутационный ресурс воздушных выключателей	Периодический контроль по счетчикам КЗ	Износ дугогасительного устройства	Методические указания по определению расхода коммутационного ресурса выключателей при эксплуатации /15/.	Счетчики КЗ, спец. регистрирующие приборы типа Б-2602 и другие
3.2. Контроль числа циклов "включение-произвольная пауза-отключение" (В-$t_п$-О)	Периодический	То же	Число циклов (В-$t_п$-О) до вывода в текущий ремонт для выключателей маломасляных и воздушных не менее 3000, вакуумных - по указаниям НТД	

Продолжение таблицы Ж.5

Диагностический контроль	Методы контроля, периодичность	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения, НТД	Средства измерения
3.3. Скорость подвижных контактов	Периодический	Нарушение работоспособности контактов	Сравнивают скорости, вычисленные по виброграммам с регламентируемыми (по инструкциям на каждый тип выключателя)	Электромагнитный виброграф
3.4. Электрическое сопротивление токопроводов полюсов	Периодический		Измеряют между верхним и нижним выводами при помощи микромметра методом сравнения с регламентируемыми значениями НТД или методом вольтметра-амперметра	Микромметр с классом точности не ниже 3,5 (типа М-246)
3.5. Контроль:				
температурный	Периодичность по НТД	Дефекты контактных соединений	По требованиям паспортов, ГОСТов, НТД	Термометры
тепловизионный	По мере необходимости	То же	Тепловизионный контроль контактных соединений	Тепловизоры, пирометры и другие
4. Разрядники, ограничители перенапряжений (ОПН) и другие				
4.1. Измерение тока проводимости вентильных разрядников и ОПН	Периодический	Нарушение работоспособности шунтирующих резисторов		

Окончание таблицы Ж.5

Диагностический контроль	Методы контроля, периодичность	Выявляемые дефекты, неисправности	Порядок проведения, НТД	Средства измерения
4.2. Контроль: температурный	Периодический	Дефекты контрактных соединений	При прохождении токов КЗ на шинах температура нагрева контактных соединений не должна быть более: алюминиевые проводники - 200 °С медные - 300 °С стальные - 400 °С	Стационарные или переносные термоиндикаторы и другие
тепловизионный	Периодический	Дефекты контрактных соединений	Контроль распространяется на вентильные разрядники, ограничители перенапряжений, разъединители, отделители, шинные мосты	Тепловизоры, пирометры и другие

ПРИЛОЖЕНИЕ И
(рекомендуемое)

_____
(наименование АО МН, РНУ)

_____
(наименование НПС)

ЛИСТОК ОСМОТРА
(ПРОВЕРКИ)

_____
(наименование электроустановки)

Вид осмотра (проверки) _____

_____

Дата осмотра (проверки) _____

_____

Номер опоры, пролета, наименование ТП, на которых обнаружены дефекты	Наименование выявленного дефекта	Мероприятия, срок устранения дефекта

мотр (проверку) произвел:
лжность _____
дпись_____
та _____

Листок осмотра (проверки) принял:
Должность_____
Подпись__ _____
Дата _____

ПРИЛОЖЕНИЕ К
(рекомендуемое)

КОНТРОЛЬ РАБОТОСПОСОБНОСТИ КАБЕЛЬНЫХ ЛИНИЙ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЙ

Температура жил и других элементов кабеля при эксплуатации не должна превышать допустимых пределов, указанных в таблице К.1. Перегрев изоляции вызывает ускоренное ее старение и резкое сокращение срока службы.

Таблица К.1 Максимально допустимые температуры на жилах силовых кабелей

Изоляция жил	Напряжение кабель, кВ	Длительно допустимая температура на жилах кабеля, ^{o}C	Допустимый нагрев жил при токах короткого замыкания, ^{o}C
Бумажная с вязкой и обедненной пропиткой	1 и 3	80	200
Бумажная с вязкой и нестекающей пропиткой	6	85(80)	200
Бумажная с обедненной пропиткой	6	75(80)	200
Бумажная с вязкой и нестекающей пропиткой	10	60(65)	200
Резина	До 10 постоянного тока	65	150
Резина повышенной теплостойкости	До 0,66 переменного тока	90	250

Контроль за нагревом кабелей в процессе их эксплуатации ведется измерением температуры нагрева оболочки кабеля. Для определения температуры на жиле выполняют пересчет по формуле:

$$t_{ж} = \frac{t_{об} + I_{оп}^2 \cdot n \cdot \rho \cdot S_к}{100 \cdot q}, \qquad (К.1)$$

где $t_{об}$ - температура на оболочке кабеля, ^{o}C;

$I_{оп}$ - длительная максимальная нагрузка кабеля, А ;

n - число жил кабеля;

ρ - удельное сопротивление меди или алюминия при температуре, близкой к температуре жилы, Ом мм^2/мм ;

$S_к$ - сумма тепловых сопротивлений изоляции и защитных покровов кабеля, Ом ;

q - сечение жилы кабеля, мм^2.

Таблица К.2 Агрессивность грунтов по отношению к стальным и алюминиевым оболочкам кабелей в зависимости от удельного электрического сопротивления

Удельное электрическое сопротивление, Ом.м	Степень агрессивности грунтов
Свыше 100	Низкая
Свыше 20 до 100	Средняя
До 20	Высокая

Основными видами повреждений кабелей являются: нарушение изоляции (пробой), пробой и повреждение кабельных муфт, обрыв жил (механические повреждения) и возгорания.

Для определения характера повреждения кабеля выполняют измерения мегомметром с обоих концов линий: сопротивление изоляции каждой жилы относительно земли, сопротивление изоляции между каждой парой жил, целостность токоведущих жил. Определяют место повреждения в два приема: сначала находят зону повреждения импульсным методом, методом колебательного разряда, емкостным методом или методом петли, затем уточняют место повреждения по-

лучением малого переходного сопротивления акустическим или индукционным методом.

Определение вида повреждения и нахождение его места рассмотрены в таблице К.3.

Таблица К.3 Нахождения места повреждения кабельной линии

Вид повреждения	Переходное сопротивление в месте повреждения, Ом	Пробивное напряжение в месте повреждения, кВ	Рекомендуемый метод нахождения места повреждения
Замыкание между фазами	0 - 100	0	Импульсный, индукционный
Замыкание фазы на землю	0 - 100	0	Импульсный, индукционный (индукционно-коммутационный)
	До 5000	Близко к нулю	Импульсный, петлевой, акустический
Обрыв жил	10^6 и более	Больше испытательного (нет пробоя)	Импульсный, емкостной
Обрыв жил с неметаллическим замыканием на землю в месте обрыва	Более 5000	Меньше испытательного	Импульсный, емкостной, акустический
Заплывающий разряд в муфте	10 и более	То же	Баллистического гальванометра, акустический

Характеристики методов определения мест повреждений указаны в таблице К.4. Контроль кабельных линий, находящихся в эксплуатации, проводится с учетом состояния изоляции (таблица К.5) и допустимых токовых перегрузок (таблица К.6).

Таблица К.4 Методы определения мест повреждений кабельных линий

Название метода	Область применения	Тип прибора	Примечание
Импульсный	Определяет расстояние до места повреждения при обрыве, одно-двух или трехфазных коротких замыканиях при условии, что переходное сопротивление в месте повреждения не превышает 100-200 Ом	Р5-1А	Отсчет искомого расстояния проводится непосредственно по шкале прибора (по числу отметок от начала импульса до его отражения)
		Р5-8	Индикация происходящих в линии процессов осуществляется с помощью стрелочного индикатора, а не на экране
Колебательного разряда	Определяет зону повреждения при заплывающих пробоях	ЭМКС-58М	Жила кабеля заряжается от кенотронной установки, напряжение поднимается до пробоя и происходит разряд колебательного характера. Отсчет расстояния проводится по шкале прибора, в километрах
Петли	Определяет зону повреждения в том случае, если жилы не оборваны, а величина переходного сопротивления одной жилы на землю находится в пределах 5000 Ом и одна из жил имеет хорошую изоляцию	Гальванометр	Неповрежденная и поврежденная жилы соединяются на одном конце линии перемычкой сечением не менее сечения жилы кабеля. Питание схемы осуществляется от аккумулятора АКН-10-6, от сухой батареи БАС-60 или БАС-80
Емкостный	Определяет место повреждения при обрывах кабелей	Мост переменного тока (при чистом обрыве	При обрыве одной жилы измеряется емкость с одного конца, а затем - с другого. Длину КЛ делят пропорционально полученным емкостям

Окончание таблицы К.4

Название метода	Область применения	Тип прибора	Примечание
Емкостный		жил). Мост постоянного тока (переходное сопротивление 5000 Ом и более)	и определяют расстояние до места повреждения. Питание от лампового генератора с измерителем в виде телефона
Акустический	Определяет место всех видов повреждений, при условии, что в поврежденном месте может быть искусственно создан электрический разряд	Генератор импульсов и прибор АИП-3М	Генератор импульсов состоит из кенотронной установки, в схему которой добавляется разрядный промежуток и конденсаторы высокого напряжения
Индукционный	Определяет место повреждения при пробое двух или трех жил с одновременным пробоем между собой или на землю	Генератор звуковой частоты и прибор АИП-3М. В качестве усилителя могут применяться приборы КИ-2М, КМ-64	Основан на принципе прослушивания с поверхности земли с помощью телефонных трубок звука, создаваемого магнитным полем в результате протекания по жилам кабеля тональной частоты. Звук слышен до места повреждения
Накладной рамки	Определяет место повреждения при металлическом замыкании одной жилы кабеля на оболочку и при замыкании двух жил кабеля между собой	Генератор звуковой частоты (800-1500 Гц). Накладная рамка из проводов марки ПЭ диаметром 0,01 мм с количеством витков n=300-400	На поврежденную жилу кабеля подается ток 1-5 А от генератора звуковой частоты. На обнаженную оболочку кабеля накладывается накладная рамка с присоединенным к ней головным телефоном и прослушивается характер изменения звука

Таблица К.5 Оценка состояния изоляции силовых кабелей, находящихся в эксплуатации

Вид кабеля	Напряжение, кВ		Ток утечки, мкА	Коэффициент асимметрии
	номинальное	приложенное	для нового кабеля/для находящегося в эксплуатации	
Линейный трехжильный	35	100	150/300	1,25/1,75
	20	60	150/300	1,25/1,75
	10	20	120/250	1,5/2
	6	25	75/150	1,5/2
	3	12	50/100	2,/2,5
	2	8	35/70	2,/2,5
Генераторный и трансформаторный трехжильный	35	100	60/150	1,25/1,75
	20	60	60/150	1,25/1,75
	10	40	50/120	1,5/2
	6	25	30/75	1,5/2
	3	12	20/50	2/2,5
Линейный одножильный	6	25	100/200	–
Генераторный и трансформаторный одножильный (или трехжильный, работающий как одножильный)	6	25	40/100	1,5/2

Примечание - Линейные кабели – кабели длиной свыше 0,25 км, имеющие несколько строительных длин; генераторные и трансформаторные – кабели в пределах одной строительной длины до 0,5 км. Пересчет на длину не требуется /23/.

Таблица К.6 Допустимая кратковременная токовая перегрузка кабельных линий, А

Вид прокладки	Допустимая перегрузка при длительности максимума, ч, по отношению к номинальной					
	линии 6-10 кВ, несущие нагрузки меньше номинальных			линии до 10 кВ (в течение 5 суток на время ликвидации аварий)		
	1,5	1	3	1	3	6
В земле	1,35 1,20	1,30 1,15	1,15 1,10	1,50 1,35	1,35 1,25	1,25 1,20
В воздухе	1,25 1,15	1,15 1,10	1,10 1,05	1,35 1,30	1,25 1,25	1,25 1,25
В трубах (в земле)	1,20 1,10	1,10 1,05	1,00 1,00	1,30 1,20	1,20 1,15	1,15 1,10

Примечания

1. В числителе приведена нагрузка при коэффициенте предварительной нагрузки 0,6; в знаменателе - при коэффициенте 0,8.

2. Для кабельных линий, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузки понижаются до 10 %.

ПРИЛОЖЕНИЕ Л
(рекомендуемое)

ИЗМЕРЕНИЯ И ПРОВЕРКИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ АППАРАТОВ НАПРЯЖЕНИЕМ ДО 1000 В

Л.1. Измерение сопротивления изоляции аппаратов проводится с помощью мегомметра на напряжение 500-1000 В.

Измерение сопротивления катушек постоянному току осуществляется с целью проверки его соответствия напряжению питающей сети. Сравниваются результаты измерений сопротивления катушек одинаковых аппаратов. Отклонение от номинальных значений не должно превышать ±10%.

Л.2. Контролируемыми параметрами контактной системы являются: раствор контактов, начальное и конечное нажатие, провал контактов.

Раствор контактов измеряют с помощью щупов, шаблонов, а также линейкой или штангенциркулем. В случае расхождения значений раствора контактов с нормативными проводится регулировка. Способы регулирования раствора контактов определяются конструкцией аппарата и указаны в инструкциях по эксплуатации.

Начальное нажатие контактов (когда они разомкнуты) определяют пружинным динамометром при отключенном положении аппарата по усилию (таблица Л.1.). Показания динамометра соответствуют усилию начального нажатия контакта. Конечное нажатие (когда контакты замкнуты) характеризует давление контактов при включенном аппарате.

Провал главных контактов аппарата необходим для устранения явления сваривания контактов и образуется в период между начальным и конечным нажатием при перекате подвижного контакта по неподвижному. Если в результате износа контактов провал окажется меньше допустимого, контакты должны быть заменены новыми.

Таблица Л.1 Величины начальных и конечных нажатий для контакторов постоянного и переменного токов

Тип контактора	Раствор, мм	Провал, мм	Контактные нажатия, кг	
			начальное	конечное
КПВ 502, КВП 512	8±3	2,4-3,0	0,4-0,5	0,8-1,0
КПВ 503, КПВ 513	13±2	2,7-3,3	1,3-1,6	2,7-3,3
КПВ 523, КПВ 533	7±1	2,7-3,3	1,3-1,6	2,7-3,3
КПВ 504, КПВ 514	15±2	3,5-4,2	2,7-3,3	6-7
КПВ 524, КПВ 534	8,5±1	3,5-4,2	2,7-3,3	6-7
КПВ 505, КПВ 515	22±2	6,5-7,5	6-7	13-16
КПВ 521, КПВ 541	13±2	2,4-3,0	0,4-0,5	0,8-1,0
КПВ 522, КПВ 542	14±2	2,4-3,0	0,8-1,0	1,8-2,2
КПВ 523, КПВ 543	15±2	2,7-3,3	1,3-3,6	2,7-3,3
КПВ 524, КПВ 544	21±2	3,5-4,2	2,7-3,3	6-7

Л.3. Значения величин срабатывания электрических аппаратов определяются после их окончательной регулировки, замера нажатий, раствора и провала контактов, измерения сопротивления катушек постоянному току в холодном состоянии. Время срабатывания аппарата определяется с помощью электрических или электронных секундомеров.

ПРИЛОЖЕНИЕ М
(рекомендуемое)

МЕТОДЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК

М.1. Метод инфракрасной диагностики

В качестве основного метода оценки состояния с применением приборов инфракрасной техники (см. п. Ж.4) используют метод сравнения нагрева контактных соединений и подводящих проводов (шин). Исправное контактное соединение имеет температуру не выше температуры проводов (шин).

Сравнивается нагрев каждой фазы. Если одна из фаз имеет повышенную температуру, то в ней наблюдается повышенное тепловыделение или за счет диэлектрических потерь, или потерь в магнитопроводе, при условии того, что контактное соединение, определенное ранее, находится в исправном состоянии. Неисправности, выявляемые при тепловизионном контроле приведены в приложении Ж, таблица Ж.4.

Измерение сопротивления изоляции и емкости каждого конденсатора одним из нижеприведенных методов позволяет определить конкретный вид дефекта.

М.2. Методы диагностирования состояния изоляции конденсаторов

Методы основаны на непосредственном измерении сопротивлений изоляции или определении характеристик частичных разрядов. Измеренные значения сравниваются с предшествующими данными аналогичных измерений.

Метод непосредственного измерения сопротивления изоляции производится в объеме текущего ремонта с помощью мегомметра при напряжении 2500 В между выводами и между выводом и корпусом.

Косвенное определение технического состояния изоляции производится по показаниям прибора частичных разрядов и сравнении с предшествующими значениями.

Рекомендуется строить график изменения значений характеристик (тренд) за прошедший период эксплуатации с момента начала наблюдений. По графику можно определить время наступления предельных значений измеряемых параметров.

М.3. Методы диагностирования состояния магнитопровода и емкости конденсаторов

Текущее состояние магнитопровода рекомендуется диагностировать по коэффициенту абсорбции. По изменению коэффициента абсорбции определяют увлажненность конденсатора. Так как этот коэффициент не нормируется, то полученные значения сравниваются с предшествующими данными аналогичных измерений для каждого конденсатора.

Ухудшение технического состояния магнитопровода вызывает уменьшение емкости конденсатора. Измерение емкости конденсаторов производится в объеме текущего ремонта при температуре 15-35 ^{o}C. Погрешность измерительных приборов должна быть не выше ± 1 % для конденсаторов на напряжение свыше 1,05 кВ; ±2 % для конденсаторов на напряжение ниже 1,05 кв. Емкость конденсатора не должна отличаться от паспортных данных более чем на 10 %.

М.4. Испытание повышенным напряжением

В объеме капитального ремонта проводятся испытания конденсаторов повышенным напряжением промышленной частоты. Значения испытательного напряжения приведены в таблице М.1. Длительность испытаний 10 с. Испытания относительно корпуса проводятся при закороченных выводах конденсатора. Испытание конденсаторов относительно корпуса, имеющих один вывод, соединенный с корпусом, не производится.

При отсутствии источника тока достаточной мощности испытания повышенным напряжением промышленной частоты могут быть заменены испытанием выпрямленным напряжением, значение которого должно быть вдвое выше указанного в таблице М.1.

Таблица М.1 Испытательное напряжение промышленной частоты конденсаторов

Вид испытания	Испытательное напряжение, кВ, для конденсаторов с номинальным напряжением, кВ				
	0,66	1,05	3,15	6,3	10,5
Между выводами	1,1	1,7	5,1	10,2	17,0
Между выводами и корпусом	2,3	4,5	7,5	15,0	21,0

ПРИЛОЖЕНИЕ Н
(обязательное)

ОЦЕНКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ АККУМУЛЯТОРНЫХ БАТАРЕЙ

В процессе эксплуатации оценка работоспособности аккумуляторной батареи (АБ) производится с целью определения текущего технического состояния, необходимости проведения ремонта и вида ремонта (текущий, капитальный), если обнаружена неисправность.

Оценка работоспособности АБ устанавливается по результатам диагностического контроля. Необходимость ремонта также может быть определена по результатам текущего осмотра, инспекторского осмотра и технического обслуживания.

Целесообразно совмещать инспекторские осмотры, технические обслуживания и работы диагностического контроля, которые совпадают по срокам выполнения.

Объем работ при диагностическом контроле, периодичность и технические критерии оценки работоспособности АБ приведены в таблице Н.1.

Таблица Н.1 Объем выполняемых работ, периодичность и критерии при диагностическом контроле аккумуляторных батарей типа СК, СН

Наименование работ	Периодичность		Технический критерий	
	СК	СН	СК	СН
Проверка емкости (контрольный разряд)	1 раз в 1-2 года	1 раз в год	Должно быть соответствие заводским данным	
			Не менее 70% номинальной после 15 лет эксплуатации	Не менее 80% номинальной после 10 лет эксплуатации

Окончание таблицы Н.1

Наименование работ	Периодичность		Технический критерий	
	СК	СН	СК	СН
Проверка работоспособности при разряде не более 5 с наибольшим возможным током, но не более чем 2,5 раза от значения силы тока одночасового режима разряда	Не менее 1 раза в год	–	Результаты сопоставляются с предыдущими	–
Проверка напряжения, плотности, уровня и температуры электролита в контрольных аккумуляторах и аккумуляторах с пониженным напряжением	Не реже одного раза в месяц		(2,2±0,05) В (1,205±0,005) г/см^3	(2,18±0,04) В (1,24±0,005) г/см^3
Химический анализ электролита на содержание железа и хлора из контрольных аккумуляторов	1 раз в год	1 раз в 3 года	Содержание железа - не более 0,008%, хлора – не бо лее 0,0003%	
Измерение сопротивления изоляции батареи	1 раз в 3 месяца		Напряжение батареи, В: 24 48 60 110 220	$R_{из}$, кОм не менее: 15 25 30 50 100
Промывание пробок		1 раз в 6 месяцев		Должен быть обеспечен свободный выход газов из аккумулятора

Работы при диагностическом контроле проводятся в соответствии с положениями (требованиями), приведенными в /24/, и в инструкции по эксплуатации на каждый тип аккумулятора.

При определении причины неисправности рекомендуется пользоваться диагностическими признаками, сопутствующими каждому виду неисправности. Характерные диагностические признаки наиболее часто встречающихся неисправностей для аккумуляторов типа СК приведены в таблице Н.2. Методы устранения характерных неисправностей приведены в инструкции по эксплуатации /24/. Диагностические признаки других типов кислотных аккумуляторов аналогичны приведенным в таблице Н.2.

Таблица Н.2 Диагностические признаки характерных неисправностей аккумуляторов типа СК

Вид неисправности	Диагностические признаки неисправности	Вероятная причина
Сульфатация электродов	Пониженное разрядное напряжение, снижение емкости при контрольных разрядах	Недостаточность первого заряда
	Повышение напряжения при заряде (при этом плотность электролита ниже, чем у нормальных аккумуляторов)	Систематические недозаряды
	Во время заряда при постоянной или плавно убывающей силе тока газообразование начинается раньше, чем у нормальных аккумуляторов	Чрезмерно глубокие разряды
	Температура электролита при заряде повышена при одновременном высоком напряжении	Длительное время батарея оставалась разряженной
	Разбухание отрицательных пластин, часть активной массы вытеснена в шлам, оставшаяся в электродах масса на ощупь песчаная и приобретает "белесый" оттенок одновременно положительные электроды имеют "коричневый" оттенок	Неполное покрытие электродов электролитом или доливка аккумуляторов кислотой вместо воды

Продолжение таблицы Н.2

Вид неисправности	Диагностические признаки неисправности	Вероятная причина
Короткое замыкание	Пониженное разрядное и зарядное напряжение, пониженная плотность электролита	Коробление положительных электродов
	Отсутствие газовыделения или отставание в газовыделении во время заряда при постоянной или плавно убывающей силе тока	Повреждение сепараторов или замыкание наростами губчатого свинца
	Повышенная температура электролита при заряде при одновременном низком напряжении	То же
Неисправности электродов (пластин)	Положительные электроды покоробленны	Присутствие азотной или уксусной кислоты в электролите
		Чрезмерно большое значение зарядного тока при приведении в действие батареи
	Отрицательные электроды покоробленны	Результат давления соседней положительной пластины
	Усадка отрицательных электродов	Большие значения зарядного тока или чрезмерный перезаряд при непрерывном газообразовании
	Разъедание ушек электродов на границе электролита с воздухом	Присутствие хлора выше нормы или его соединений в электролите
	Чрезмерный рост положительных электродов	Систематические глубокие разряды
		Примеси в электролите
	Разъедание нижней части положительных электродов	Систематический недозаряд, в результате чего после доливок электролит плохо перемешивается и происходит его расслоение

Окончание таблицы Н.2

Вид неисправности	Диагностические признаки неисправности	Вероятная причина
Чрезмерное шламообразование	На дне баков большой слой коричневого шлама	Слишком высокое напряжение подзаряда или систематические перезаряды
	На дне баков большой слой светло-серого шлама	Примеси в электролите
		Чрезмерная систематическая сульфатация пластин
	На дне баков чередующиеся слои коричневого и светлосерого шлама	Систематическое применение для доливок воды, загрязненной хлором
Саморазряд и газовыделение	Выделение газа из аккумуляторов, находящихся в состоянии покоя, через 2-3 часа после окончания заряда или во время процесса заряда	Загрязнение электролита соединениями меди, железа, мышьяка и т.д.

Сульфатацию определить по внешним признакам сложно, так как проводить осмотр пластин электродов в процессе эксплуатации затруднительно. Поэтому сульфатацию пластин целесообразно определять по другим признакам.

Явным признаком сульфатация является особая зависимость изменения напряжения от времени заряда. В таком аккумуляторе при заряде напряжение быстро достигает максимального значения, а потом уменьшается. У исправного аккумулятора напряжение по мере заряда увеличивается.

Результаты осмотров, технического обслуживания, диагностического контроля и сроки устранения дефектов (неисправностей) заносятся в журнал аккумуляторной батареи, форма которого приведена в таблице Н.3.

Таблица Н.3 Формы журнала аккумуляторной батареи

Дата	Напряжение подзаряда аккумуляторов, В		Ток подзаряда аккумуляторов, А		Плотность электролита кг/см^3, и напряжение на аккумуляторах, В, по номерам аккумуляторов						
	основных	добавочных	основных	добавочных	№	№	№	№	№	№	№

Неисправности, замеченные при обходах и осмотрах		Доливки и ремонты	
Дата	Содержание	Дата	Содержание

ПРИЛОЖЕНИЕ П
(рекомендуемое)

МЕТОДЫ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРОСВАРОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

П.1. Метод визуального диагностирования

При визуальном диагностировании обращают внимание на возможные обрывы, механические повреждения деталей, места прогаров, пробоев, подтеки компаундов, потемнения окраски резисторов, тиристоров, конденсаторов и т.д. При диагностировании под напряжением проверяют степень нагрева полупроводниковых приборов, трансформаторов, дросселей и т.д. Данным методом можно обнаружить дефекты с характерными внешними признаками в доступных для осмотра местах. Причину неисправности установить при визуальном диагностировании весьма трудно.

П.2. Метод замены

Метод замены заключается в том, что предполагаемый неисправный блок (элемент) заменяют заведомо исправным и однотипным проверяемому. Достоинство метода - в быстроте и легкости обнаружения неисправности. Недостаток – при некоторых дефектах в схемах метод может привести к выходу из строя устанавливаемого нового блока или элемента.

П.3. Метод характерных неисправностей

Метод характерных неисправностей заключается в том, что на основании известных признаков обнаруживают дефект. Перечень таких признаков, характерных для данного объекта приведены в таблице П.1.

Таблица П.1 Основные характерные признаки дефектов электросварочного оборудования

Определяемый параметр	Измеряемые величины	Средства диагностирования	Неисправности
Изоляция обмотки трансформатора	Сопротивление изоляции относительно корпуса	Мегомметр	Нарушение изоляции относительно земли
Шум, гудение	Уровень и тональность шума	Мембранный стетоскоп	Оплавление или выгорание части обмотки
Напряжение питания	Величина напряжения на зажимах первичной обмотки	Вольтметр	Несрабатывание элементов электрической схемы соединений
Контактное сопротивление	Величина контактного сопротивления на контактных соединениях	Мегомметр	Ослабление контактных соединений. Окисление контактных соединений

П.4. Комбинационный метод диагностирования

Комбинационный метод диагностирования заключается в том, что для определения параметров объекта или его элементов технологические переходы (измерения) выполняют в произвольном порядке.

Для поиска дефекта используют модель, представив объект диагностирования в виде шести отдельных элементов:

предохранителя F, трансформатора T, выпрямителя U, конденсатора C1, дросселя L, конденсатора C2. Принимается любая последовательность технологических переходов, например с предохранителя F. Результаты измерений (проверок) заносятся в таблицу П.2, где против неисправного элемента стоит знак минус "-", а исправного "+". В результате диагностирования обнаружен дефект – обрыв в обмотке дросселя L.

Таблица П.2 Результаты диагностических проверок (измерений) элементов схемы выпрямительного устройства

Элемент	Результат проверки
Предохранитель F	+
Трансформатор T	+
Выпрямитель U	+
Конденсатор C1	+
Дроссель L	-
Конденсатор C2	+

П.5. Метод последовательного приближения

При методе последовательного приближения первоначально находится участок неисправностей согласно внешним признакам. В дальнейшем проводятся диагностические проверки (измерения) согласно предыдущего метода (комбинационного). При этом методе поиска дефекта результат выполнения каждого технологического перехода анализируется и принимается решение о проведении следующего перехода до тех пор, пока дефект не будет обнаружен. Проверку полупроводниковых элементов осуществляют с помощью мультиметров по принципу "годен-негоден".

ПРИЛОЖЕНИЕ Р
(рекомендуемое)

НОРМЫ РЕЗЕРВА ОБОРУДОВАНИЯ, КОМПЛЕКТУЮЩИХ ИЗДЕЛИЙ И ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ

Технически необходимый складской резерв оборудования (таблицы Р.1, Р.2), комплектующих изделий и запасных частей (таблицы Р.3, Р.4) устанавливается в зависимости от парка оборудования, находящегося в эксплуатации. Нормы резерва могут уточняться, исходя из местных условий, наличия действующего парка, срока его эксплуатации, удаленности ремонтных служб и прочих условий.

Таблица Р.1 Нормы складского резерва оборудования

Наименование оборудования	Норма резерва, % от количества эксплуатируемого оборудования
Электрические машины	
Электродвигатели магистральных насосных агрегатов типа:	
СТД (СТДП) мощностью от 1250 до 8000 кВт	2,0-4,0
2АЗМП, 2АРМП мощностью от 1000 до 2500 кВт	2,0-4,0
Ротора к электродвигателям СТД (СТДП) мощностью от 1250 до 8000 кВт	2,0
Возбудители к электродвигателям СТД (СТДП) мощностью от 1250 до 8000 кВт	3,0
Электродвигатели для подпорных вертикальных насосов типа ВАОВ	10,0-15,0
Электродвигатели для подпорных вертикальных насосов типа "Шорох" (Shoroch)	8,0-10,0
Электродвигатели для насосов откачки утечек нефти типа ВАО	3,0
Электродвигатели мощностью от 100 до 1000 кВт	3,0

Продолжение таблицы Р.1

Наименование оборудования	Норма резерва, % от количества эксплуатируемого оборудования
Электродвигатели мощностью до 100 кВт	4,0
Генератор для передвижной дизель-электростанции	3,0
Электрооборудование высокого напряжения	
Комплектная трансформаторная подстанция:	
2КТП-630-10/0,4	3,0
2КТП-630-6/0,4	3,0
Комплектное распределительное устройство:	
ЗРУ-6-10 кВ	2,0
КРУН-6-10 кВ	3,0
Трансформаторы силовые I-II-III габаритов	2,0
Высоковольтные аппараты (трансформаторы тока и напряжения, масляный выключатель)	2,0
Короткозамыкатели, отделители, разъединители	2,0
Опорная изоляция	1,0
Подвесная изоляция	1,0
Электрические аппараты напряжением до 1000 В	
Тиристорный возбудитель	3,0
Тиристорный ограничитель напряжения:	
ТОНЗ-220-100	3,0
ТОНЗ-220-63	1,3
Щит станции управления	1,3
Низковольтная аппаратура	5,0
Шкаф управления оперативным током	3,0

Окончание таблицы Р.1

Наименование оборудования	Норма резерва, % от количества эксплуатируемого оборудования
Агрегаты бесперебойного питания	2,0
Электросварочное оборудование	
Трансформаторы сварочные при наличии работающих единиц:	
до 10	10, не менее 1 шт.
до 50	5, не менее 1 шт.
свыше 50	3, не менее 2 шт.

Примечания

1 Для электрических машин минимальная норма резерва составляет не менее одной единицы каждого типоразмера

2 Максимальная граница норм резерва оборудования (в случае, когда указаны пределы) дана для предприятий магистральных нефтепроводов, находящихся в эксплуатации согласно проектной мощности.

Таблица Р.2 Нормы складского резерва электрических аппаратов напряжением до 1000 В

Наименование аппаратов	Норма резерва, % от количества эксплуатируемой аппаратуры		
	до 50 шт.	51-500 шт.	500 шт. и более
Рубильники и переключатели	6	3	2
Выключатели автоматические	5	3	2
Пускатели магнитные	8	4	2
Контакторы	6	4	2
Выключатели и переключатели пакетные	5	4	3
Командоаппараты	10	6	4
Выключатели пусковые и конечные	5	3	2

Окончание таблицы Р.2

Наименование аппаратов	Норма резерва, % от количества эксплуатируемой аппаратуры		
	до 50 шт.	51-500 шт.	500 шт. и более
Контроллеры	10	5	3
Ключи универсальные, переключатели и кнопки управления	6	3	2
Реостаты	10	6	2
Переключатели барабанные	5	3	2
Реле различных назначений	10	5	3
Электромагниты различных назначений	5	3	2
Трансформаторы для местного освещения, выпрямителей и цепей управления	5	4	2
Стабилизаторы напряжения	4	2	1

Таблица Р.3 Нормы резерва комплектующих изделий и запасных частей

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Электрические машины	Коллекторы*	1	1	10
	Узел контактных колец в сборе, шт.	1	1	10

*Норма резерва коллекторов для основных электрических машин устанавливается вне зависимости от количества эксплуатируемых единиц оборудования

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Электрические машины	Кольца контактные, компл.	1	1	10
	Секция стержневых обмоток статора и ротора (якоря), компл.	1	1	10
	Катушки главных и дополнительных полюсов, компл.	1	1	10
	Прокладки и втулки для щеточного механизма, компл.	2	1	10
	Наконечники кабельные, компл.	2	1	10
	Радиаторы охлаждения, шт.	2	1	10
	Щиты подшипниковые, компл.	1	1	10
	Крышки подшипниковые, компл.	1	1	10
	Подшипники качения, шт.	4	2	10
	Подшипники скольжения, компл.	4	1	10
	Вкладыши подшипников, компл.	2	1	10

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Электрические машины	Валы*, шт.	1	1	10
	Лабиринты маслоотражательные, компл.	2	–	10
	Вентиляторы, шт.	1	1	10
	Щеткодержатели, компл.	1	1	10
	Щетки, компл.	6	2	10
	Рым-болты, шт.	1	1	10
	Детали крепежные, компл.	1	1	10
	Клинья пазовые, компл.	1	–	10
Трансформаторы*	Обмотки высокого напряжения, компл.	1	1	10
	Обмотки низкого напряжения, компл.	1	1	10
	Втулки проходные, компл.	1	1	10
	Изоляторы проходные, компл.	1	1	10
	Термосигнализаторы, шт.	1	–	10

*Норма резерва валов для основных электрических машин и минимальная норма резерва трансформаторов устанавливается независимо от количества эксплуатируемых единиц оборудования

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Трансформаторы	Выводы со стороны высокого и низкого напряжения, компл.	1	–	10
	Стекла масломерные, шт.	2	–	10
	Переключатели ответвлений, компл.	1	1	10
	Материал прокладочный для фланцев и крышек, компл.	1	–	10
	Кран спускной, шт.	2	–	10
	Кран радиаторный, шт.	1	1	10
	Реле газовое, шт.	1	1	10
	Термосигнализатор, шт.	1	1	10
Масляные выключатели*	Изоляторы опорные или проходные, компл.	1	1	10
	Контакты подвижные и неподвижные, компл.	2	1	10
	Втулки проходные, компл.	1	1	10

*Минимальная норма резерва для масляных выключателей устанавливается независимо от количества эксплуатируемых единиц оборудования

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Масляные выключатели	Камеры дугогасительные к ВМП-10К, компл.	1	–	10
	Щетки неподвижного рабочего контакта, компл.	1	1	10
	Контакты искрогасительные, компл.	1	1	10
	Палец неподвижного рабочего и дугогасительного контакта, компл.	1	1	10
	Наконечник контактный, компл.	1	–	10
	Пружины, компл.	1	1	10
	Катушки к проводам, шт.	1	1	10
Разъединители	Изоляторы опорные, шт.	2	–	10
	Контакты, компл.	1	–	10
	Ножи контактные, компл.	1	–	10
Распределительные устройства напряжением выше 1000 В	Изделия крепежные каждого размера, %	5	–	–

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Распределительные устройства напряжением выше 1000 В	Предохранители, шт.	3	Не менее 3 шт. каждого типоразмера	30
	Вставки плавкие, шт.	1	То же	10
	Трубки фарфоровые для предохранителей, шт.	1	То же	10
Воздушные линии электропередачи	Провод неизолированный, кг	60	–	1000 кг массы провода
	Изоляторы: подвесные, шт.	15	–	200 шт.
	штыревые для линий напряжением выше 1000 В, шт.	15	–	200 шт.
	То же, до 1000 В, шт.	20	–	300 шт.
	Штыри для изоляторов, шт.	20	–	500 шт.
	Крюки для изоляторов напряжением выше 1000 В, шт.	10	–	500 шт.
	То же, до 1000 В, шт.	10	–	500 шт.
Силовые кабельные линии	Кабель силовой, м	30	–	1000 м линии

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Силовые кабельные линии	Муфты соединительные (и для внутрицеховых сетей), компл.	1	1 шт. каждого типоразмера	10 муфт
	Лента изоляционная, кг	1	–	1500 м линии
	Наконечники кабельные, компл.	2	–	10 наконечников
	Воронки кабельные, шт.	1	1	10 воронок
	Масса кабельная, кг	10	–	1000 м линии
	Гильзы соединительные, компл.	1	–	10 гильз
Цеховые силовые и осветительные сети	Провод установочный, м	5	–	100 м линии
	Кабель с резиновой и пластиковой изоляцией, м	4	–	100 м линии
	Изоляторы, шт.	10	–	500 м линии
	Шнур осветительный, м	5	–	500 м линии
	Арматура осветительная, шт.	1	1 шт. каждого типоразмера	20
	Электролампы накаливания, % от общего числа	20	–	–
	Лента изоляционная, кг	1	–	1500 м линии

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Цеховые силовые и осветительные сети	Трубки ПХВ, кг	5	–	500 м линии
	Изделия установочные % от общего числа шт.	8	–	–
	Кабель шланговый для передвижных установок, м	80	–	1000 м линии
	Кабель контрольный, м	40	–	1000 м линии
Выключатели автоматические воздушные	Камера дугогасительная, шт.	1	–	20
	Пружина, шт.	2	–	10
	Катушки отключающие, шт.	1	–	20
	Катушки минимальные, шт.	1	–	20
	Контакты главные, компл.	1	–	10
	Контакты подвижные и неподвижные, компл.	1	–	10
Пускатели магнитные	Мосты контактные главных контактов (узел), компл.	1	–	20
	Мосты контактные вспомогательных контактов, шт.	1	–	20

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Пускатели магнитные	Катушки втягивающие, шт.	1	–	20
	Контакты главные, компл.	1	–	20
	Контакты вспомогательные, шт.	1	–	20
	Блок-контакты, шт.	1	–	20
	Пружины контактные, шт.	1	–	20
	Пружины возвратные, шт.	1	–	20
	Элементы нагревательные, шт.	1	–	20
	Камеры искрогасительные, шт.	1	–	30
	Винты, гайки контактные каждого размера, компл.	1	–	10
	Упор для пружины сердечника, шт.	1	–	10
	Упор якоря, компл.	1	–	40
	Пластины контактные, компл.	1	–	20
	Ламели, компл.	1	–	20
Контакторы	Контакты неподвижные, компл.	1	–	20

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Контакторы	Контакты подвижные, компл.	1	–	20
	Пружины контактные, шт.	1	–	10
	Пружины отключающие, шт.	1	–	20
	Пружины блок-контактные, шт.	1	–	20
	Мостики контактные, шт.	1	–	20
	Катушки втягивающие, шт.	1	–	10
	Винты, гайки контактные каждого размера, компл.	1	–	15
	Соединения гибкие, компл.	1	–	10
	Камеры дугогасительные, шт.	1	–	10
Командоаппараты, контроллеры, сопротивления	Сегменты, компл.	1	–	40
	Кулачки, шт.	2	–	5
	Пальцы, шт.	1	–	3
	Барабан в сборе, шт.	1	–	30
	Маховичок, шт.	1	–	50
	Звездочка, шт.	1	–	30
	Пружина, шт.	1	–	5

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Командоаппараты, контроллеры, сопротивления	Элементы сопротивления, шт.	1	–	10
	Шайбы-изоляторы, шт.	20	–	15
Рубильники и переключатели	Пружина ножа, шт.	1	–	5
	Рукоятка, шт.	1	–	15
	Траверса, шт.	1	–	10
	Ножи, шт.	1	–	5
Комплектные устройства с аппаратами низкого напряжения	Пружины кнопок управления, реле, шт.	1	–	20
	Пружины конечных и путевых выключателей, шт.	1	–	10
	Катушки реле, шт.	1	–	20
	Нагревательные элементы тепловых реле, компл.	1	–	20
	Предохранители, шт.	1	–	25
	Плавкие вставки, шт.	1	–	20
	Автоматы установочные однофазные, шт.	1	–	30
	Клеммы контактные, компл.	1	–	20

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Комплектные устройства с аппаратами низкого напряжения	Лампы для арматуры местного освещения, % от общего числа шт.	25	–	–
	Лампы сигнальной арматуры, % от общего числа шт.	5	–	–
	Лампы ртутные ДРЛ, К, %	5	–	–
	Лампы люминесцентные, %	5	–	–
Трансформаторы сварочные*	Катушки обмоточные первичные, компл.	1	1	5
	Катушки обмоточные вторичные, компл.	1	1	5
	Катушки реакторные, компл.	1	1	5
	Винты ходовые, шт.	1	1	5
	Шкалы с механическим указателем, компл.	1	1	5
	Сухари, шт.	1	1	5
	Электрододержатели, компл.	1	1	3

*Для сварочных трансформаторов указанная норма является максимальной независимо от количества эксплуатируемых единиц оборудования

Продолжение таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Трансформаторы сварочные	Провод шланговый, м	20	–	5
	Болты, гайки контактные, компл.	1	1	5
Преобразователи постоянного тока сварочные	Статоры двигателей, компл.	1	–	10
	Катушки полюсов, компл.	1	–	2
	Якоря, компл.	1	–	10
	Траверса, шт.	1	–	5
	Щеткодержатели, шт.	2	–	5
	Щетки, шт.	2	–	1
	Маховики реостата, шт.	1	–	10
	Реостаты, компл.	1	–	10
	Поводки реостата, шт.	1	–	2
	Щетки реостата, шт.	1	–	1
	Провод шланговый, м	20	–	5
	Болты, гайки контактные, компл.	1	–	5
Выпрямители сварочные	Катушка первичная трансформаторная, компл.	1	–	5

Окончание таблицы Р.3

Наименование оборудования	Изделие, запасная часть	Норма		Количество однотипных эксплуатируемых единиц оборудования, на которые рассчитаны нормы
		резерва	минимальная	
Выпрямители сварочные	Катушка вторичная трансформаторная, компл.	1	–	5
	Реле воздушное, компл.	1	–	5
	Вентиль, компл.	1	–	2
	Провод шланговый, м	20	–	5
	Болты, гайки контактные, компл.	1	–	5

Таблица Р.4 Нормы резерва комплектующих изделий, запасных частей и материалов для ремонта аккумуляторных батарей

Запасная часть, материал	Норма резерва
Сосуды стеклянные, %	5
Пластины аккумуляторные, %	5
Сепараторы, %	10
Палочки деревянные и фанера, %	10
Стекла подпорные, %	5
Желобки свинцовые, %	6
Трубки стеклянные с резиновыми муфтами для элементов, %	1

Окончание таблицы Р.4

Запасная часть, материал	Норма резерва
Изоляторы, %	2-3
Полосы свинцовые с наконечниками, %	2
Свинец листовой, %	5
Электролит плотностью 1,18, %	3
Раствор борной кислоты и уксусной эссенции для щелочных батарей, %	2-3
Раствор соды для кислотных батарей, л	3-5
Вода дистиллированная, л	3 (постоянный резерв)

Примечание - Процент указан в зависимости от количества эксплуатируемых батарей.

ПРИЛОЖЕНИЕ С
(рекомендуемое)

НОРМЫ РАСХОДА КОМПЛЕКТУЮЩИХ ИЗДЕЛИЙ, ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ И МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ЭЛЕТРОУСТАНОВОК

Таблица С. I Нормы расхода материалов на один электродвигатель

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
1. Кабельные изделия									
1.1. Для серии 4А, АО2, А2									
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВМ**		**4АА-56А**				**4АА-56В**		
	0,280	0,42	0,52						
	0,315						0,47	0,57	
	ПЭТВМ		**4АА-63А**				**4АА-63В**		
	0,315			0,70				0,87	
	0,400	0,58	0,65				0,66		
	0,450					0,70			
	ПЭТВМ		**4А71А(4АХ71А)**				**4А71В(4АХ71В)**		
	0,40								1,07
	0,45			0,97				1,27	
	0,50	0,95	0,96						
	0,56					1,02	1,02		

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВМ**		**4А80А(4АХ80А)**				**4А80В(4АХ80В)**		
	0,50								1,37
	0,56			1,50	1,20				
	0,69		1,60						
	0,71							1,66	
	0,75						1,57		
	0,80	1,72							
	0,93					1,96			
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВМ**		**4А90LА(4АХ90LА)**				**4А90LВ(4АХ90LВ)**		
	0,69								
	0,77				1,66				1,98
	0,83			2,02					
	0,90		2,08						
	1,08	1,61							
	ПЭТВ		**4А100SА(4АХ100SА)**				**4А100LВ(4АХ100LВ)**		
	0,93								2,79
	0,95	3,82							
	1,06							2,96	
	1,08					4,18			
	1,12		2,90						
	1,32						3,47		

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВМ**		**4А112МА**				**4А112МВ**		
	1,06				3,21				
	1,12			3,16					
	1,18								3,61
	1,25	4,90						3,58	
	1,40		3,70						
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВ**		**4А132S**				**4А132М**		
	1,06			4,57			6,45		
	1,08					6,40			5,15
	1,18							4,96	
	1,25		5,36						
	1,40				4,42				
	ПЭТ-155		**4А160S**				**4А160М**		
	1,06								1,06
	1,18	8,95		8,50					
	1,25		10,17						
	1,32				7,50	10,30		9,05	
	1,40						11,63		
	ПЭТ-155		**4А180S**				**4А180М**		
	1,25	12,54	13,40				14,74		12,00
	1,32							12,28	
	1,50					15,10			

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод обмоточный, кг	**ПЭТ-155**		**4А200М**				**4А200I**		
	1,25			16,16					
	1,32		18,36				20,81		
	1,40				14,44			17,08	
	1,45					21,42			
	1,50	20,20							19,59
	ПЭТ-155		**4АН200М**				**4АН200L**		
	1,25			16,34					
	1,32		18,61				20,82		
	1,40				18,61			18,18	
	1,45					22,96			
	1,50	21,06							19,60
	ПЭТ-155		**4А225М**				**4АН225М**		
	1,32			22,29				22,65	
	1,40		26,20				26,70		
	1,45	26,20				26,20			
	1,50			21,32					21,44
	ПЭТ-155		**4А250**				**4А250М**		
	1,40				23,15			27,23	
	1,50			27,20			44,60		
	1,56	34,11	40,20			36,00			
	1,60								26,60

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
1.2. Для серии	АО2, А2								
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВ**		**АО2(АОЛ2)-11**				**АО2(АОЛ2)-12**		
	0,56		1,26	1,52					
	0,63	1,50					1,32	1,74	
	0,71					1,60			
	ПЭТВ		**АО2(АОЛ2)-21**				**АО2(АОЛ2)-22**		
	0,69			1,81					
	0,77		1,90						
	0,80							2,15	
	0,85	2,15							
	0,90						2,24		
	0,95					2,32			
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВ**		**АО2(АОЛ2)-31**				**АО2(АОЛ2)-32**		
	0,95					3,53			
	1,00			2,44					
	1,08		3,08						
	1,18	3,22						3,05	
	1,25						3,15		
	ПЭТВ		**АО2-41**				**АО2-42**		
	1,12							5,56	
	1,25	6,12			3,66		6,17		
	1,40			4,81		7,15			4,27
	1,50		5,82						

Продолжение таблицы С.1

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВ**		**АО2-51**				**АО2-52**		
	1,18			6,73					
	1,25	10,95					9,32		7,55
	1,40		7,80			12,40			
	1,45							8.22	
	1,56				6,24				
	ПЭТВ		**А2-61**				**А2-62**		
	1,18								11,25
	1,25		9,50					10,91	
	1,40	10,35			8,95		10,46		
	1,50			9,50		11,51			
Провод обмоточный, кг	**ПЭТ-155**		**АО2-61**				**АО2-62**		
	1,18								11,12
	1,25		9,70					11,86	
	1,40						11,02		
	1,45			8,98		11,33			
	1,56		9,16						
	ПЭТВ		**А2-71**				**А2-72**		
	1,25				12,00				
	1,32			12,75					
	1,40	15,41							14,75
	1,50						15,35		
	1,56		13,90					15,26	
	1,60					16,32			

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов									
		2	4	6	8	10	2	4	6	8	10
Провод обмоточный, кг	**ПЭТ-155**		**АО2-71**					**АО-72**			
	1,18		14,37								
	1,32	16,26			13,10						
	1,45			14,00							
	1,50									15,96	
	1.56						17,42	17,54			
	1,60								15,77		
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВ**			**А2-81**					**А2-82**		
	1,32								24,85		
	1,45							28,92			19,40
	1,50	24,24		21,56							
	1,56		25,58			16,80	24,50			25,07	
	1,60				19,18						
	ПЭТ-155			**АО2-81**					**АО2-82**		
	1,18										21,40
	1,32					18,55					
	1,40				21,67						
	1,50	24,12							27,87		
	1,56							33,25			
	1,60		27,38	24,51			27,45			26,80	

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов									
		2	4	6	8	10	2	4	6	8	10
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВ**			**А2-91**					**А2-92**		
	1,40			32,24						31,36	
	1,50		39,68		27,26				36,70		
	1,56							48,24			23,30
	1,60	45,39				21,50	46,54				
	ПЭТ-155			**АО2-91**					**АО2-92**		
	1,50			35,64					48,84	36,42	31,66
	1,60	47,03	45,80		29,18	34,67	50,93	53,31			
1.3. Для серий	АОК, АК, АО, А										
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВ**		**АОК2 - 51**		**Статор**			**АОК2 - 52**			
	1,08									6,40	
	1,25							8,20	6,67		
	1,32		7,77		5,50						
	1,50			5,95							
	ПЭТВП, мм^2				**Ротор**						
	1,35 x 3,05		6,69					7,20			
	1,35 x 3,80				6,75					8,25	
	1,68 x 4,40			8,35					10,00		

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВП**		**АОК2-71**		**Статор**		**АОК2-72**		
	1,25				13,60			16,08	
	1,32		14,70						
	1,40			13,62					15,42
	1,50						16,82		
	ПСД, мм^2				**Ротор**				
	1,81х3,28		13,12				14,10		
	2,44х3,05			16,58	17,20			20,10	19,20
Провод обмоточный, кг	**ПЭПВ**		**АК2-81**				**АК2-82**		
	1,18								25,70
	1,32			22,12					
	1,40				21,20				
	1,50							27,86	
	1,60		27,76				32,65		
	ПЭТПВ		**АК2-91**				**АК2-92**		
	1,40			32,24					
	1,45								32,50
	1,50		39,68		27,12			37,63	
	1,56						48,36		

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод обмоточный, кг	**ПЭТПВ**		**А(АО) -31**				**А(АО)-32**		
	0,53			1,45					
	0,56		1,16						
	0,67	1,35							
	0,69							1,94	
	0,71						1,50		
	0,83					1,58			
	ПЭТПВ		**А-41(АЛ-41)**				**А-42(АЛ-42)**		
	0,77			2,24					
	0,95		2,86						
	1,00							2,75	
	1,12	2,90							
	1,18						3,63		
	1,32					3,17			
Провод обмоточный, кг	**ПЭТПВ**		**АО-41(АОЛ-41)**				**АО-42(АОЛ -42)**		
	0,77			2,24					
	0,95		2,86						
	1,00							2,75	
	1,06	2,83							
	1,18					2,93	3,63		

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод обмоточный, кг	**ПЭТПВ**		**А-51**				**А-52**		
	1,12		6,13						
	1,18	5,90				6,93		6,14	
	1,32			5,26					
	1,40						7,58		
	ПЭТПВ		**А-61**				**А-62**		
	1,18			6,39	8,58				
	1,32		7,32						
	1,40	11,74				12,12			9,35
	1,45							7,90	
	1,60						8,28		
	ПСД		**АО-62**				**АО-63**		
	1,32	14,40		7,80	9,60		10,15		
	1,45					14,90			
	1,56		8,90						
	1,60							9,14	11,40
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВ**		**А-71**				**А-72**		
	1,18			11,83					
	1,40	16,78	12,32						
	1,56				11,64				14,94
	1,60					18,33	13,72	13,43	

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод обмоточный, кг	**ПСД**		**АО-71**				**АО-72**		
	1,18				13,00				
	1,45								15,80
	1,50	20,20				24,30			
	1,56		14,80	13,70			17,90		
	1,60							17,10	
	ПЭТВ		**А-81**				**А-82**		
	1,40							26,38	
	1,45			22,50			28,13		22,12
	1,50		24,44						
	1,56				20,37				
	1,60	33,91							
	1,70					35,11			
	ПСД		**АО-82**				**АО-83**		
	1,32				23,00				25,20
	1,56			27,00				30,80	
	1,60						35,00		
	1,70	36,10	31,30			40,30			
Провод обмоточный, кг	**ПЭТВ**		**А-91**				**А-92**		
	1,45			34,46					
	1,50								36,57
	1,56				30,26				
	1,70		42,50				49,86	40,35	
	1,90	57,38				69,20			

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод обмоточный, кг	**ПСД**		**АО-93**				**АО-94**		
	1,45				38,80				
	1,56							51,20	
	1,60						64,40		
	1,70		55,50	45,20					45,60
	1,90	67,80				78,00			

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов											
		2	4	6	8	2	4	6	8	2	4	6	8
Провод обмоточный, кг			**АК-60**				**АК-61**				**АК-62**		
	ПЭТВ						**Статор**						
	1,18			9,70					8,67				
	1,25										11,01		
	1,32		8,88										
	1,45							11,23					
	1,50						8,73						10,65
	1,60											12,29	
	ПДБ, мм^2						**Ротор**						
	2,1 x 2,63		6,40	7,50			6,90	8,00			7,40	8,70	8,40

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
1.4. Для серии 4А, АО2, А2, АО, А									
Провод установочный, м	**ПВКФ**		**4АА56А**				**4АА56В**		
	0,75	1,15	1,15	1,15		1,15	1,15		
			4АА63А(4АА63В)						
	0,75	1,30	1,30	1,30					
			4А71А(4АХ71А)				**4А71В(4АХ71В)**		
	1,00	1,35	1,35	1,35		1,35	1,35	1,35	
			4А80А(4АХ80А)				**4А80В(4АХ80В)**		
	1,00	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	1,35	
			4А90LА(4АХ90LА)				**4А90LВ(4АХ90LВ)**		
	1,50	1,40	1,40	1,40					1,40
			4А100SА(4АХ100SА)				**4А100SВ(4АХ100SВ)**		
	2,50	1,40				1,40	1,40		
	1,50		1,40					1,40	1,40
			4А112МА				**4А112МВ**		
	2,50	1,40	1,40						
	1,50			1,40	1,40			1,40	1,40

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод установочный, м	**ПВКФ** 2,5		**4А132S** 1,40	1,40	1,40	1,40	**4А132М** 1,40	1,40	1,40
Провод установочный, м	**РКГМ** 4,0		**4А160S**				**4А160М** 1,50	1,50	
	2,5	1,50	1,50	1,50	1,50			1,50	1,50
			4А180S				**4А180М**		
	6,0					1,65	1,65		
	4,0	1,65	1,65						
	2,5							1,65	1,65
			4А200М (4АН200М)				**4А200L (4АН200L)**		
	16,0					2,30	2,30		
	10,0							2,20	2,20
	6,0	2,30	2,30						
	4,0			2,20	2,20				
			4А225М (4АН225М)						
	16,0	2,40	2,20						
	10,0			2,20	2,20				

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод установочный, м	**РКГМ**		**4А250S**				**4А250М**		
	35,0					2,80	2,50		
	25,0	2,80	2,50					3,20	
	16,0			3,20					
	10,0								3,00
	6,0				3,00				
			АО2(АОЛ2)-11				**АО2(АОЛ2)-12**		
	1,0	1,55	1,55	1,55		1,55	1,55	1,55	

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов									
		2	4	6	8	10	2	4	6	8	10
Провод установочный, м	**РКГМ**			**А2-71**					**А2-72**		
	10,0		2,55		2,35		2,55	2,55	2,35		
	6,0	2,55		2,35						2,35	
				АО2-71					**АО2-72**		
	10,0	2,75	2,75	2,55			2,75	2,75	2,55		
	6,0				2,55					2,55	
				А2-81					**А2-82**		
	16,0	3,30					3,45	3,30			
	10,0		3,10	3,00	3,00	3,00			3,10	3,15	3,15

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов									
		2	4	6	8	10	2	4	6	8	10
Провод установочный, м	**РКГМ**			**АО2-81**					**АО2-82**		
	16,0	3,45					3,45	3,30			
	10,0		3,30	3,15	3,15	3,15			3,10	3,15	3,15
				А2-91					**А2-92**		
	35,0	3,40						3,30			
	25,0		3,15				7,30		3,30		
	16,0			3,00	2,85					3,10	3,10
				АО2-91					**АО2-92**		
	35,0		3,30					3,60	7,20		
	25,0	3,65					7,90				
	16,0			3,30	3,10	3,10				3,30	3,30
				АОК-51					**АОК-52**		
	4,0		3,20	3,20	3,20			3,20	3,20	3,20	
				АОК2-51					**АОК2-52**		
	10,0		8,50					8,80	8,80		
	6,0			8,50	8,30					8,50	

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод установочный, м	**РКГМ**		**АОК2-71**				**АОК2-72**		
	10,0		6,50	6,50			6,50	6,50	
	6,0				6,50				6,50
			АК2-81				**АК2-82**		
	16,0						7,55	7,55	
	10,0		7,40	7,25	7,25				7,40
			АК-91				**АК-92**		
	35,0		8,50				8,80	8,80	
	16,0			8,50	8,30				8,50
			А(АО)-31				**А(АО)-32**		
	0,75	1,70	1,60	1,60		1,60	1,50	1,60	
			А(АО)-41				**А(АО)-42**		
	1,50	1,80				1,80			
	1,00		1,80	1,80			1,80	1,80	
			А(АО)-51				**А(АО)-52**		
	4,0	3,80	3,80			3,80	3,80		
	2,5			2,35					2,35
			А-61				**А-61**		
	6,0	3,90	3,90			3,90	3,90		
	4,0			2,80	2,80			2,80	2,80

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Провод установочный, м	**РКГМ** 10,0	3,90	**А-71**			3,90	**А-72** 3,90		
	6,0		2,80	2,80	2,80			2,80	2,80
Провод установочный, м	**РКГМ** 10,0	3,90	**АО-72**			3,90	**АО-73** 3,90	3,90	
	6,0		2,80	2,80	2,80				2,80
	25,0	4,70	**А-81**			4,70	**А-82**		
	16,0		3,25	3,25	3,25		3,25	3,25	3,25
	25,0	4,95	**АО-82**			4,95	**АО-82** 4,95		
	16,0		3,75	3,75	3,75			3,75	3,75
	25,0	10,10	**А-91** 3,85	3,85	3,85	10,10	**А-92** 3,85	3,85	3,85
	25,0	12,50	**АО-93** 4,45	4,45	4,45	12,50	**АО-94** 4,45	4,45	4,45
	4,0		**АК-60** 4,30	4,30			**АК-61** 4,30	4,30	4,30
	4,0		**АК-62** 4,30	4,30	4,30				

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
2. Электроизоляционные материалы									
2.1. Для серии 4А									
Пленкоасбокартон, кг			**4АА-56А**				**4АА-56 В**		
	0,10	0,040				0,012			
	0,19	0,012	0,016			0,013	0,018		
	0,25	0,006				0,008			
			4АА-63А				**4АА-63 В**		
	0,20	0,011	0,013	0,019		0,012	0,013	0,023	
	0,35	0,027	0,019	0,020		0,028	0,021	0,028	
			4А71А(4 АХ71А)				**4А71В (4АХ71В)**		
	0,25	0,046	0,020	0,021		0,046	0,020	0,021	0,022
			4А80А(4 АХ80А)				**4А80В (4АХ80В)**		
	0,35	0,046	0,019	0,018	0,019	0,045	0,019	0,018	0,019
			4А112М А				**4А112М В**		
	0,35	0,046	0,036	0,040	0,036			0,040	0,036
			4А71А(4 АХ71А)				**4А71В(4 АХ71В)**		
Пленкосинтокартон, м	0,2х500х	рулон 0,017	0,014	0,022		0,014	0,017	0,029	0,025
	0,35х500х	рулон 0,013	0,013	0,019		0,014	0,014	0,025	0,021

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Пленкосинтокартон, м			**4А80А(4АХ80А)**				**4А80В(4АХ80В)**		
	0,2х500х рулон	0,019	0,029	0,028	0,028	0,023	0,037	0,039	0,035
	0,35х500х рулон	0,014	0,021	0,021	0,021	0,017	0,026	0,033	0,026
			4А90А(4АХ90А)				**4А90В(4АХ90В)**		
	0,2х500х рулон	0,031	0,041	0,048	0,044				0,055
	0,35х500х рулон	0,058	0,050	0,046	0,047				0,054
			4АА100S				**4АА100L**		
	0,25х500х рулон	0,036	0,047			0,043	0,060	0,054	0,054
	0,35х500х рулон	0,080	0,054			0,085	0,058	0,064	0,074
			4А112МА				**4А112МВ**		
	0,25х500х рулон	0,052	0,064	0,083	0,099			0,076	0,094
	0,4х500х рулон	0,033	0,040	0,042	0,050			0,056	0,029
			4А132S				**4А132М**		
	0,25х500х рулон		0,037	0,025	0,034	0,047	0,037	0,025	0,034
	0,35х500х рулон		0,072	0,097	0,096	0,055	0,090	0,124	0,120
	0,4х500х рулон		0,039	0,054	0,048	0,034	0,054	0,076	0,067
Стеклотекстолит, кг			**4А160S**				**4А160М**		
	0,5	0,028	0,048	0,047	0,048	0,036	0,077	0,047	0,072
	0,2	0,202	0,259	0,302	0,288	0,230	0,365	0,410	0,346

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Стеклотекстолит, кг			**4А180S**				**4А180М**		
	0,5	0,04	0,062			0,054	0,072	0,069	0,065
	2,0							0,360	0,430
	2,5	0,216	0,283			0,324	0,440		
			4А200М (4АН200М)				**4А200L (4АН200L)**		
	0,5	0,810	0,680	0,910	0,910	0,940	0,820	0,690	0,690
	2,5	0,740	0,620	0,620	0,620	0,650	0,620	0,720	0,720
Стеклотекстолит, кг			**4А225М (4АН225М)**						
	0,5	0,065	0,106	0,101	0,101				
	2,5	0,360	0,480	0,706	0,706				
			4А250S				**4А250М**		
	0,5	0,110	0,126	0,108	0,108	0,110	0,126	0,122	0,136
	2,5	0,365	0,552	0,640	0,640	0,456	0,552	0,515	0,518
Электролит, кг			**4А180S**				**4А180М**		
	2,0	0,646	0,646			0,646	0,646	0,646	0,646
			4А200М (4АН200М)				**4А200L (4АН200L)**		
	2,0	0,180	0,140	0,220	0,220	0,180	0,140	0,220	0,220
			4А225М (4АН225М)						
	2,0	0,608	0,810	1,080	1,080				

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Электролит, кг			**4А250S**				**4А250М**		
	2,0	0,810	1,092	1,080	1,080	0,810	1,092	1,080	1,080
Пленколако-слюдопласт, кг			**4А160S**				**4А160М**		
	0,4	0,60	0,652	0,524	0,459	0,64	0,816	0,701	0,621
			4А180				**4А180М**		
	0,4	0,853	1,090			1,120	2,040	1,818	2,064
			4А200М (4АН200М)				**4А200L (4АН200L)**		
	0,4	0,147	1,712	1,954	1,902	1,257	2,222	2,347	2,295
			4А225М (4АН225М)						
	0,4	1,527	2,462	2,235	1,185				
			4А250S				**4А250М**		
	0,4	2,35	2,35	2,52	2,52	2,35	4,92	2,95	3,87
Стеклолакоткань, м	**ЛСКЛ, ЛСК**		**4А160**				**4А160М**		
	0,15	6,65	8,53	7,95	7,35	6,65	8,53	7,95	7,35
	ПСКЛ, ЛСК		**4А180S**				**4А180М**		
	0,15	6,25	7,60			6,25	7,50	10,88	10,65

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Стеклолакоткань, м	**ЛСК**		**4А200М (4АН200М)**				**4А200L (4АН200L)**		
	0,15	8,24	11,48	14,44	17,07	8,24	11,48	14,44	14,04
			4А225М (4АН225М)						
	0,15	9,65	12,15	17,58	19,51				
			4А250S				**4А250М**		
	0,15	4,97	4,97	6,77	6,15	4,97	4,97	6,77	5,15
Лента ЛЭС, м	**ЛЭС**		**4А160S**				**4А160М**		
	0,2 х 25				2,04				2,04
			4А225М (4АН225М)						
	0,2 х 25	2,42	2,63	2,10	2,10				
			4А250S				**4А250М**		
	0,1 х 20	3,16	3,16	2,84	2,63	3,16	3,16	2,84	2,63
Стеклочулок, м	**АСЭЧ(б)**		**4А56А**				**4А56В**		
	Ø5,0	4,0	4,00			4,00	4,00		
			4А71А (4АХ71А)				**4А71В (4АХ71В)**		
	Ø5,0	4,00	4,00	4,00		4,00	4,00	4,00	4,00
			4А80А (4АХ80А)				**4А80В (4АХ80В)**		
	Ø5,0	5,61	5,61	5,61	5,61	5,61			4,10

Продолжение таблицы С.1

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Стеклочулок, м	АСЭЧ(б) Ø5,0	4,10	4A90LA 4,10	(4AX90LA) 4,10	4,10	4,10	4A90LB	(4AX90LB)	4,10
	Ø5,0	6,12	4A100S 6,12		6,12	6,12	4A100L 6,12	6,12	6,12
	Ø5,0	5,10	4A160S 5,10	5,10	5,10	5,10	4A160M 5,10	5,10	5,10
	Ø5,0	12,37	4A180S 18,56			12,37	4A180M 18,56	22,68	22,68
	Ø5,0	29,00	4A200M 29,00	(4AH200M) 29,00	29,00	29,00	4A200L 29,00	(4AH200L) 29,00	29,00
	Ø5,0	33,00	4A225M 33,00	(4AH225M) 33,00	33,00				
	Ø5,0	57,36	4A250S 57,36	57,36	57,36	57,36	4A250M 57,36	57,36	57,36
Трубки электроизоляционные, м	ТКСП Ø1,0	0,24	4A56A 0,24			0,24	4A56B 0,24		

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Трубки электроизоляционные, м	**ТКСП**		**4АА63А**				**4АА63В**		
	Ø1,0	0,500	0,500	0,750		0,504	0,504	0,750	
	Ø4,0	0,370	0,370	0,500		0,370	0,370	0,500	
	Ø8,0	0,032	0,032	0,030		0,030	0,030	0,030	
			4А71А (4АХ71А)				**4А71В (4АХ71В)**		
	Ø2,0	0,147	0,987	0,648		0,147	0,987	0,648	0,729
	Ø3,0	0,091	0,091	0,091		0,091	0,091	0,091	0,091
	Ø6,0	0,246	0,246	0,246		0,246	0,246	0,246	0,246
			4А80А (4АХ80А)				**4А80В (4АХ80В)**		
	Ø2,0	0,937	1,000	1,140	1,287	0,937	1,000	1,140	1,093
	Ø3,0		0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090	0,090
Трубки электроизоляционные, м	**ТКСП**		**4А80А (4АХ80А)**				**4А80В (4АХ80В)**		
	Ø4,0		0,150	0,150	0,150		0,150	0,150	0,150
	Ø5,0		0,246	0,246	0,246		0,246	0,246	2,46
			4А901А (4АХ901А)				**4А901В (4АХ901В)**		
	Ø2,0	0,240	1,087	0,980	1,893				1,893
	Ø3,0			0,096					
	Ø6,0	0,252							
			4А100S				**4А100L**		
	Ø2,0	0,63	1,82	0,63	0,63	0,63	1,82	1,32	1,32
	Ø3,0	1,89				1,89			

Продолжение таблицы С.1

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Трубки электроизоляционные, м			**4А112М А**				**4А112М В**		
	Ø3,0	0,57	0,52	0,88	0,71			0,88	0,71
			4А132S				**А132М**		
	Ø3,0		0,57	1,10	1,26	0,57	0,57	1,10	1,26
Трубки электроизоляционные, м			**4А160S**				**4А160М**		
	Ø2,0	3,90		5,70	6,10			**5,70**	
	Ø3,0	3,90	4,00			**3,90**			6,10
Трубки электроизоляционные, м			**4А160S**				**4А160М**		
	Ø5,0				0,354				
	Ø6,0		0,424						0,354
	Ø7,0						0,424		
	Ø8,0				0,424				
			4А180				**4А180М**		
	Ø2,0								10,59
	Ø4,0			2,84	7,65	2,84	7,65	9,53	
	Ø5,0								1,05
	Ø7,0		6,51				6,51	1,05	

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Трубки электроизоляционные, м	**ТКСП**		**4А200М (4АН200М)**				**4А200L (4АН200L)**		
	Ø3,0				22,35				22,35
	Ø4,0	8,80							
	Ø5,0	4,70				4,70	8,80		
	Ø6,0			0,82	1,65			0,82	1,12
	Ø7,0		0,55				0,55		
	Ø10,0			0,55				0,55	0,55
			4А225М (4АН225М)						
	Ø4,0		9,41	10,58	15,29				
	Ø5,0	4,70							
	Ø7,0			1,13	1,70				
			4А250S				**4А250М**		
	Ø4,0				15,10				15,10
	Ø6,0		9,29	12,40			9,29	12,40	
	Ø8,0	5,65				5,65			
	ТКР		**4А71А**				**4А71В**		
	Ø8,0	0,182	0,182	0,182		0,182	0,182	0,182	
			4А90LА (4АХ90LА)				**4А90LВ (4АХ90LВ)**		
	Ø12,0				0,190				0,190
			4А112МА				**4А112М В**		
	Ø4,0	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127	0,127
	Ø7,0	0,284	0,284	0,284	0,284	0,284	0,284		

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Трубки электроизоляционные, м	**ТКР**		**4А132S**				**4А132М**		
	Ø4,0	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132	0,132
	Ø5,0	0,900	0,900	0,900	0,850	0,850	0,850	0,900	0,850
			4А160S				**4А160М**		
	Ø10,0	0,424	0,424	0,424		0,424	0,424	0,424	
			4А180				**4А180М**		
	Ø12,0	0,612	0,510			0,612	0,510		
			4А200М (4АМ200М)				**4А200L (4АМ200L)**		
	Ø12,0	0,550	0,550			0,550	0,550		
			4А250S				**4А250М**		
	Ø8,0				1,200				1,200
	Ø10,0			0,850				0,850	
2.2. Для серии АО2, А2									
Пленкоэлектрокартон, кг			**АО2-11 (АОЛ2-11)**				**АО2-12 (АОЛ2-12)**		
		0,03	0,03	0,03		0,03	0,03	0,03	
			АО2-21				**АО2-22**		
		0,05	0,05	0,05		0,05	0,05	0,05	

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Пленкоэлектрокартон, кг		0,060	**АО2-31** 0,103	0,103		0,060	**АО2-32** 0,127	0,127	
	0,27	0,080	**АО2-41** 0,108	0,108	0,153	0,102	**АО2-42** 0,142	0,142	0,195
Пленкоэлектрокартон, кг		0,231	**АО2-51** 0,231	0,251	0,251	0,290	**АО2-52** 0,290	0,318	0,318
		0,170	**А2-61** 0,211	0,268	0,268	0,210	**А2-62** 0,243	0,330	0,330
	0,27	0,355	**АК-71** 0,355	0,450	0,450	0,473	**АК-72** 0,473	0,518	0,518
	0,27	0,471	**АК-81** 0,471	0,714	0,714	0,755	**АК-82** 0,755	0,831	0,831
		1,100	**АК-91** 1,120	1,300	1,120	1,060	**АК-92** 1,050	1,040	1,030
Стеклотекстолит, кг		0,052	**АО2-11 (АОЛ2-11)** 0,052	0,052		0,052	**АО2-12 (АОЛ2-12)** 0,052	0,052	

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Стеклотекстолит, кг			**АО2-61** 0,279	0,370	0,370	0,280	**АО2-62** 0,373	0,420	0,420
		0,419	**А2-61** 0,419	0,419	0,419	0,419	**АК-62** 0,419	0,419	0,419
		0,550	**АО2-71** 0,550	0,550	0,550	0,675	**АО2-72** 0,675	0,675	0,675
		0,662	**А2-71** 0,662	0,662	0,662	0,662	**А2-72** 0,662	0,662	0,662
		0,630	**АО2-81** 0,630	0,630	0,630	0,785	**АО2-82** 0,785	0,785	0,785
Стеклолента, м	ЛЭС	1,500	**АО2-11** 1,500	**(АОЛ2-11)** 1,500		1,500	**АО2-12** 1,500	**(АОЛ2-12)** 1,500	
		0,308	**АО2-51** 0,308	0,308	0,308	0,308	**АО2-52** 0,308	0,308	
			АО2-61 2,000	2,000	2,000	2,000	**АО2-62** 2,000	2,000	2,000
		2,000	**А2-61** 2,000	2,000	2,000	2,000	**А2-62** 2,000	2,000	2,000

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Стеклолента, м			**АО2-71**				**АО2-72**		
		3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025
			А2-71				**А2-72**		
		3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025	3,025
			АО2-81				**АО2-82**		
		3,333	3,333	4,848	4,848	3,333	3,333	4,848	4,878
			А2-81				**А2-82**		
		3,333	3,333	3,838	3,838	3,333	3,333	3,838	3,838
			А2-91				**А2-92**		
		190,0	25,0	22,0	32,0	190,0	25,0	30,0	32,0
Стеклочулок, м	АСЭ4(6)		**АО2-11**	**(АОЛ2-11)**			**АО2-12**	**(АОЛ2-12)**	
		4,5	4,5	4,5		4,5	4,5	4,5	
			АО2-21				**АО2-22**		
		5,00	5,00	5,00		5,00	5,00	5,00	
			АО2-71, А2-71				**АО2-72, А2-72**		
		15,65	15,65	15,65	15,65	15,65	15,65	15,65	15,65

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Стеклочулок, м			**АО2-81**				**АО2-82**		
	АСЭ4(б)	20,20	20,20	20,20	20,20	20,20	20,20	20,20	20,20
			А2-81				**А2-82**		
	АСЭ4(б)	21,57	21,57	21,57	21,57	21,57	21,57	21,57	21,57
Стеклоткань, м	**ЛСЭ**		**АО2-11 (АОЛ2-11)**				**АО2-12 (АОЛ2-12)**		
		0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	0,10	
			АО2-51				**АО2-52**		
		0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67	0,67
	ЛСП		**АО2-61**				**АО2-62**		
			0,83	1,37	1,37	0,93	1,03	1,80	1,80
	ЛСЭ		**А2-61**				**А2-62**		
		1,10	1,20	1,39	1,47	1,10	1,32	1,74	1,82
			А2-71				**А2-72**		
		0,65	0,66	1,02	1,02	0,89	0,87	0,12	0,12
Электронит, кг			**АО2-11 (АОЛ2-11)**				**АО2-12 (АОЛ2-12)**		
		0,10	0,10	0,10		0,10	0,10	0,10	

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Электронит, кг			**АО2-21**				**АО2-22**		
		0,15	0,15	0,15		0,15	0,15	0,15	
			А2-91				**А2-92**		
		0,72	0,87	0,90	0,90	0,84	1,01	1,18	1,18
Трубки электроизоляционные, м	**ТЛВ**		**АО2-11 (АОЛ2-11)**				**АО2-12 (АОЛ2-12)**		
		2,00	2,00	2,00		2,00	2,00	2,00	
			АО2-21				**АО2-22**		
		1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80	1,80
Трубки электроизоляционные, м	**ТЛВ**		**АО2-31**				**АО2-32**		
		1,57	1,57	1,57		1,57	1,57	1,57	
			АО2-41				**АО2-42**		
		2,23	1,66	2,23	3,95	2,49	1,66	2,23	3,95
			АО2-51				**АО2-52**		
		2,91	1,81	2,09	2,21	2,27	1,819	2,09	2,21
			АО2-61				**АО2-62**		
			6,72	7,98	10,38	5,19	6,75	6,99	10,38

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Трубки электроизоляционные, м	**ТЛВ**	5,19	**А2-61** 6,75	7,99	10,38	5,19	**А2-62** 6,75	7,99	10,38
		9,64	**А02-71** 9,64	9,64	9,64	13,18	**АО2-72** 13,18	13,18	13,18
		6,46	**А2-71** 6,46	6,45	6,45	6,45	**А2-72** 6,45	6,45	6,45
Трубки электроизоляционные, м		9,64	**АО2-81** 9,64	9,64	9,64	13,18	13,18	13,18	13,18
		4,38	**А2-81** 8,99	11,93	11,93	8,99	**А2-82** 8,99	8,99	8,99
	ТПВ	3,50	**АО2-91** 5,50	9,00	6,00	3,50	**АО2-92** 5,50	7,50	9,00
		7,00	**А2-91** 11,00	12,00	12,00	7,00	**А2-92** 11,00	18,00	12,00
Пленка полиэтилентерефталатная, кг	**ПЭТФ**	0,008	**АО2-11 (АОЛ2-11)** 0,008	0,008		0,008	**АО2-12 (АОЛ2-12)** 0,008	0,008	0,008

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Пленка полиэтилентерефталатная. кг	ПЭТФ	0,009	АО2-21 0,009	0,009		0,009	АО2-22 0,009	0,009	
		0,01	АО2-31 0,01	0,01		0,011	АО2-32 0,011	0,011	
		0,02	АО2-41 0,03	0,03	0,02	0,02	АО2-42 0,03	0,03	0,03
		0,02	АО2-51 0,02	0,02	0,02	0,30	АО2-52 0,30	0,30	0,30
		0,07	А2-71 0,07	0,07	0,07	0,07	А2-72 0,07	0,07	0,07
Стеклоткань, м	ЛСП	0,22	АО2-21 0,22	0,22		0,22	АО2-22 0,22	0,22	0,22
		0,36	АО2-31 0,36	0,36		0,36	0,36	0,36	
		0,73	АО2-41 0,35	0,72	0,73	0,73	АО2-42 0,35	0,34	0,72
		1,26	АО02-71 1,26	1,27	1,27	1,31	АО2-72 1,31	1,95	1,95

Продолжение таблицы С.1

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
			АО2-81				**АО2-82**		
	ЛСП	2,38	2,38	2,38	2,38	3,39	3,39	3,39	3,39
			А2-81				**А2-82**		
	ЛСЭ	1,44	1,44			1,78	1,78		
			А2-91				**А2-92**		
	ЛСП	4,01	1,65	1,65	1,65	2,59	3,86	2,03	2,03
Стеклолакослюдопоаст, кг	**ГИТ-Т-ЛСП**		**АО2-61** 0,345	0,40	0,43	0,32	**АО2-61** 0,35	0,28	0,46
						0,55	**А2-62** 0,55	0,55	0,55
Пленкоасбокартон, кг	**ГИТ-Т-ЛСВ**		**А2-91** 0,54	0,56	0,56	0,96	**А2-92** 0,71	0,71	0,68
						0,23	**А2-62** 0,23	0,23	0,23
	ГИТ-Т-ЛСВ		**АО2-61** 0,129	0,203	0,203	0,154	**АО2-62** 0,193	0,226	0,226

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Пленкосинтокартон, кг	ПСК-ЛП	0,399	**АО2-71** 0,399	0,505	0,505	0,457	**АО2-72** 0,457	0,595	0,595
	–"–	0,790	**АО2-81** 0,790	0,790	0,790	0,980	**АО2-82** 0,980	0,980	0,980
Лакостеклорезинослюдопласт, кг			**А2-91** 0,504	0,612	0,432		**А2-92** 0,504	0,612	0,432
Слюдинит, кг		0,460	**А2-91** 0,570	0,570	0,570	0,560	**А2-92** 0,700	0,750	0,750
2.3. Для серии АОК, АК2									
Стеклотекстолит, кг	**СТЭФ-1** 2,0		**АОК2-51** 0,243	0,243	0,243		**АОК2-52** 0,337	0,337	0,337
	0,5		**АОК2-71** 0,08	0,08	0,08		**АОК2-72** 0,10	0,10	0,10
	3,0		0,40	0,40	0,40		0,50	0,50	0,50
	СТ-П 2,0		0,65	0,65	0,65		0,65	0,65	0,65

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
			АК2-81				**АК2-82**		
	СТ 3,0		0,666	0,813	0,813		0,911	1,367	1,367
			АК2-81				**АК2-82**		
Текстолит, кг	**СТ**		0,334	0,457	0,457		0,456	0,624	0,648
			АК2-91				**АК2-92**		
	СТ		0,756	0,907	0,907		0,912	1,175	1,790
Пленкоэлектрокартон, кг			**АОК2-51** 0,520	0,520	0,520		**АОК2-52** 0,656	0,656	0,656
Электронит, кг			**АОК2-51** 0,165	0,165	0,165		**АОК2-52** 0,130	0,130	0,130
			АК2-81				**АК2-82**		
	0,5		0,130	0,144	0,144		0,173	0,187	0,187
	0,2		0,374	0,526	0,526		0,480	0,691	0,691
	1,0		0,245	0,263	0,263		0,245	0,263	0,263

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Электронит, кг			**АК2-91**				**АК2-92**		
	0,5		0,150	0,159	0,159		0,186	0,223	0,230
	0,2		0,474	0,461	0,461		0,576	0,620	0,720
	1,0		0,656	0,596	0,472		0,535	0,596	0,472
Стеклочулок, м			**АОК-51**				**АОК-52**		
	АСЭЧ(б)		1,530	1,530	1,530		1,530	1,530	1,530
			АК2-81				**АК2-82**		
	АСЭЧ(б)		2,00	2,00	2,00		2,00	2,00	2,00
			АК2-91				**АК2-92**		
	АСЭЧ(б)		1,600	1,600	1,600		1,600	1,600	1,600
Стеклолакоткань,			**АОК2-51**				**АОК2-52**		
м	**ЛСЭ**		0,697	0,697	0,697		0,938	0,938	0,938
кг	**ЛСКЛ**		0,361	0,361	0,361		0,311	0,311	0,311
м			**АОК2-71**				**АОК2-71**		
	ЛСК		7,500	7,500	7,500		8,500	8,500	8,500
	ЛСБ		**АК2-81**				**АК2-82**		
$м^2$	0,15		1,250	1,743	1,743		1,459	2,189	2,189

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
			АК2-81				**АК2-82**		
$м^2$	**ЛСП** 0,17 х 25,0		0,236	0,472	0,325		0,236	0,472	0,325
$м^2$	**ЛСЛ** 0,17 х 20,0		0,037	0,037	0,037		0,037	0,037	0,037
$м^2$	**ЛСБ** 0,2		0,042	0,042	0,042		0,042	0,042	0,042
			АК2-91				**АК2-92**		
$м^2$	**ЛСЛ**		0,071	0,077	0,052		0,071	0,077	0,052
	ЛСП		0,236	0,236	0,525		0,236	0,472	0,525
Трубки электроизоляционные, м			**АОК2-51**				**АОК2-52**		
	ТКР		4,521	4,621	5,487		4,760	4,928	5,439
			АОК2-71				**АОК2-72**		
	ТКР		6,500	6,500	6,500		7,700	7,700	7,700
Лента стеклянная, м	**ЛЭС**		**АК2-81**				**АК2-82**		
	0,15 х 20		41,00	52,5	64,5		41,00	53,0	65,0
	0,1 х 20		109,9	146,8	122,7		109,9	146,8	122,7

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Лента стеклянная, м	ЛЭС		АК2-91				АК2-92		
	0,2х20		26,5	23,5	33,6		26,5	31,5	33,5
	0,1х20		184,5	186,2	109,3		184,5	186,2	109,3
Лакостеклослюдопласт, м	ЛСБ		АК2-81				АК2-82		
	0,4		0,386	0,389	0,321		0,386	0,389	0,321
	0,5		0,43	0,523	0,683		0,597	0,727	0,727
Лакостеклопласт, м	ЛСБ		АК2-91				АК2-92		
	0,4		0,573	0,639	0,607		0,670	0,786	0,770
			0,624	0,624	0,320		0,585	0,572	0399
Стеклослюдинит, кг			АК2-81				АК2-82		
	0,2		0,441	0,592	0,592		0,556	0,750	0,750
			АК2-91				АК2-92		
	0,2		0,699	0,630	0,630		0,699	1,170	1,270
Слюдинитофолий, кг			АК2-81				АК2-82		
	0,12		1,405	1,909	1,981		1,755	2,385	2,485
			АК2-91				АК2-92		
	0,12		3,037	1,080	2,112		3,037	2,434	1,927

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
Лента слюдинитовая, кг	0,13х15		**АК2-81** 0,619	0,608	0,446		**АК2-82** 0,502	0,608	0,446
	0,13х15		**АК2-91** 0,614	0,548	0,469		**АК2-92** 0,614	0,548	0,469
Картон электроизоляционный	**ЭВ** 0,2		**АК2-81** 0,273	0,368	0,383		**АК2-82** 0,363	0,389	0,508
	0,2		**АК2-91** 0,470	0,528	0,548		**АК2-92** 0,583	0,689	0,604

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	А-31 32-4	АО-31 32-4	А-41 42-4	АО-41 42-4	А-51 52-4	АО-51 52-4	А-61 62-4	А-71 72-4	А-81 82-4	А-91 92-4
2.4. Для серии А, АО											
Пленкоэлектрокартон, кг	0,27	0,07	0,06	0,11	0,10	0,20	0,3	0,53	0,72	1,39	2,1
Пленка полиэтилентерефталатная, кг	**ПЭТФ**	0,01	0,08	0,02	0,02	0,002	0,026				

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	А-31 32-4	АО-31 32-4	А-41 42-4	АО-41 42-4	А-51 52-4	АО-51 52-4	А-61 62-4	А-71 72-4	А-81 82-4	А-91 92-4
Лента киперная, м	0,45					7,0		8,4	9,2	13,6	34,7
Лента тафтяная, м	0,25			5,2							

Материал, единица измерения	Марка, размер	А-31 32-4	АО-31 32-4	А-41 42-4	АО-41 42-4	А-51 52-4	АО-51 52-4	АО-62 63-4	АО-72 73-4	АО-82 83-4	АО-93 94-4
Стеклолакоткань, м	**ЛСЛ** 0,17	0,021		0,067		0,66					
$м^2$	**ЛЭС**		0,057		0,057		0,218	0,68			2,75
м	**ЛСБ**								1,09	2,05	

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	А-31 32-4	А-41 42-4	А-51 52-4	А-61 62-4	А-71 72-4	А-81 82-4	А-91 92-4
Трубка электроизоляционная, м	**ТРК**							
	Ø 2,0	1,08	1,38	1,69				
	Ø 2,5				5,62			
	Ø 4,5	0,36				6,00		
	Ø 5,0		0,46					

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	А-31 32-4	А-41 42-4	А-51 52-4	А-61 62-4	А-71 72-4	А-81 82-4	А-91 92-4
Трубка электроизоляционная, м	**ТРК**							
	Ø 6			0,56				
	Ø 7				1,87			
	Ø 8					1,30		
	Ø 10						7,30	
	Ø 12							8,00
	Ø 14						1,20	
	Ø 16							1,50

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	А-31 32-4	А-41 42-4	А-51 52-4	А-62 63-4	А-72 73-4	А-82 83-4	А-93 94-4
Трубка электроизоляционная, м	**ТЛВ**	0,75	0,75	3,00				
	ТКР	0,46	0,46	0,76	5,66	5,66	6,97	6,89
Текстолит, кг		0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158	0,158
Стеклочулок, м	**АСЭЧ(б)**	2,550						
Электронит листовой, кг					0,275	0,443	0,547	0,671
Изофлекс, кг					0,231	0,306	0,724	0,899
Стеклолента, м	**ЛЭС**		4,210	6,840	8,420	8,420	11,060	12,630

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	А-31 32-4	А-41 42-4	А-51 52-4	А-62 63-4	А-72 73-4	А-82 83-4	А-93 94-4
Гетинакс листовой, кг		0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027	0,027

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Тип электродвигателя и число пар полюсов							
		2	4	6	8	2	4	6	8
2.5. Для серии АК									
Лакоткань хлопчатобумажная, м			**АК-61** 0,192	0,192	0,192		**АК-62** 0,192	0,192	0,192
Трубки электроизоляционные, м	**ТКР**		5,250	9,770	7,100		9,00	7,060	7,060
Лакоткань эскопоновая, м	**ЛСЭ** 105/130		3,600	4,80	4,800		4,060	5,420	5,420
Стекломиканит гибкий, кг			0,991	0,991	0,991		0,991	0,991	0,991
Микалента, кг			0,177	0,177	0,177		0,177	0,177	0,177

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	4АА56 А, В 4АА63 А, В	4А71 А, В 4А80А, В 4А90-1А, 1В	4А100 А, 1В 4А112 МА,МВ	4А132М	4А160М	4А180М	4А200М 4АМ200 М	4А225М 4АМ225М	4А2500 М
3. Топливо и нефтепродукты										
3.1. Для серии Масло машинное, кг	4А	0,005	0,008	0,050	0,050	0,060	0,060	0,070	0,150	0,150
Смазка, кг	ЦИАМТИМ-203	0,020	0,040	0,080	0,100	0,200	0,300	0,400	0,400	0,600
Смазка, кг	ПВК	0,005	0,050	0,010	0,010	0,020	0,020	0,020	0,025	0,025
Прочие нефтепродукты, кг: уайт-спирит		0,050	0,100	0,150	0,200	0,200	0,300	0,400	0,400	0,500
ксилол		0,030	0,030	0,100	0,200	0,300	0,300	0,300	0,400	0,700
парафин		0,001	0,001	0,005	0,005	0,005	0,005	0,010	0,030	0,040

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	А02-11 А0Л-11 12	А02-21 22	А02-31 32	А02-41 42	А02-51 52	А02-61 62	А02-71 72	А02-81 82	А02-91 92
3.2. Для серии А02										
Масла, кг:										
машинное		0,010	0,020	0,050	0,050	0,600	0,080	0,100	0,160	0,160
трансформаторное		0,005	0,005	0,005	0,005	0,006	0,010	0,020	0,030	0,030
льняное		0,040	0,030	0,040	0,040	0,040	–	–	–	–
Смазки, кг:										
смазка	ПВК	0,010	0,010	0,010	0,010	0,010	0,020	0,025	0,025	0,025
литол-24		0,030	0,030	0,040	0,050	0,070	0,100	0,150	0,250	0,550
Прочие нефтепродукты, кг:										
уайт-спирит		0,020	0,050	0,100	0,100	0,100	0,100	0,300	0,400	0,500
ксилол		0,030	0,050	0,100	0,200	0,300	0,500	0,500	0,500	0,500
парафин		0,001	0,001	0,004	0,004	0,004	0,005	0,050	0,010	0,020

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	А2-61, 62	А2-71, 72	А2-81, 82	А2-91, 92
3.3. Для серии А2					
Масла, кг:					
машинное		0,080	0,100	0,160	0,160
трансформаторное		0,010	0,020	0,030	0,030
льняное		0,050	0,050	0,050	0,050
Смазки, кг:					
смазка	ПВК	0,020	0,020	0,025	0,025
литол-24		0,100	0,150	0,250	0,550
Прочие нефтепродукты, кг:					
уайт-спирит		0,100	0,300	0,400	0,500
ксилол		0,500	0,500	0,500	0,500
парафин		0,005	0,005	0,010	0,020

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	А-31, 32	А-41, 42	А-51, 52	А-61, 62	А-71, 72	А-81, 82	А-91, 92
3.4. Для серии А								
Масла, кг:								
машинное		0,060	0,060	0,070	0,090	0,120	0,180	0,200
трансформаторное		0,006	0,006	0,006	0,012	0,025	0,036	0,040
льняное		0,050	0,050	0,050	0,060	0,060	0,060	0,060
Смазки, кг:								
смазка	ПВК	0,015	0,015	0,015	0,025	0,250	0,030	0,030
литол-24		0,050	0,060	0,080	0,120	0,180	0,300	0,650
Прочие нефтепродукты, кг:								
уайт-спирит		0,120	0,120	0,120	0,120	0,350	0,450	0,600
ксилол		0,120	0,240	0,400	0,600	0,600	0,600	0,600
парафин		0,005	0,005	0,006	0,006	0,006	0,012	0,024

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	АО-31, 32	АО-41, 42	АО-51, 52	АО-62, 63	АО-72, 73	АО-82, 83	АО-93, 94
3.5. Для серии АО								
Масла, кг:								
машинное		0,060	0,060	0,070	0,090	0,120	0,180	0,200
трансформаторное		0,006	0,001	0,006	0,012	0,025	0,036	0,040
льняное		0,050	0,050	0,050	0,060	0,060	0,060	0,060
Смазки, кг:								
смазка	ПВК	0,015	0,015	0,015	0,025	0,025	0,030	0,030
литол-24		0,050	0,060	0,080	0,120	0,180	0,300	0,650
Прочие нефтепродукты, кг:								
уайт-спирит		0,120	0,120	0,120	0,120	0,350	0,450	0,600
ксилол		0,120	0,240	0,400	0,600	0,600	0,600	0,600
парафин		0,005	0,005	0,006	0,006	0,006	0,012	0,024

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	4АА 56 А,В	4АА 63 А,В	4А71 (4АХ71) А,В	4А80 (4АХ90) А, В	4А90 (4АХ90) LA, LB	4А100 (4АХ100) SA, LB
4. Продукция химической и резино-технической промышленности							
4.1. Для серии 4А							
Лак пропиточный, кг	МЛ-92	0,080	0,100	0,120	0,150	0,200	0,240
	МГМ8						
Эмаль покровная, кг	ГФ-92ХС или ГФ-92ГС	0,010	0,012	0,015	0,015	0,020	0,025
Эмаль серая, кг	ПФ-115	0,050	0,060	0,090	0,100	0,120	0,180
Грунтовка	ФЛ-03К(ж)	0,010	0,020	0,030	0,030	0,040	0,060

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	4А112МА	4АВ2М	4А100М	4А-180М	4А200М	4А225М	4А250М
Лак пропиточный, кг	МЛ-92	0,230	0,300					
	МГМ-8			0,400	0,600	0,800	1,100	1,500
Эмаль покровная, кг	ГФ-92ХС или ГФ-92ГС	0,025	0,030	0,040	0,040	0,050	0,050	0,060
Эмаль серая, кг	ПФ-115	0,200	0,270	0,310	0,340	0,420	0,450	0,750
Грунтовка, кг	ФЛ-03К(ж)	0,060	0,070	0,090	0,100	0,130	0,130	0,130

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	АО2-11, 12	АО2-21, 22	АО2-31, 32	АО2-41, 42	АО2-51, 52	АО2-61, 62	АО2-71, 72
4.2. Для серии АО2								
Лак пропиточный, кг	МЛ-92	0,180	0,200	0,230	0,260	0,300		
	МГМ-8						0,700	1,000
Эмаль покровная, кг	ГФ-92ХС или ГФ-92ГС	0,012	0,015	0,025	0,030	0,040	0,045	0,048
Эмаль серая, кг	ПФ-115	0,060	0,080	0,130	0,180	0,230	0,300	0,360
Грунтовка, кг	ФЛ-03К(ж)	0,020	0,020	0,040	0,060	0,070	0,100	0,110

Продолжение таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	АО2-81, 82	АО2-91, 92	А2-61, 62	А2-71, 72	А2-81, 82	А2-91, 92
Лак пропиточный, кг	МЛ-92			0,600	0,900	1,300	1,800
	МГМ-8	1,400	1,900				
Эмаль покровная, кг	ГФ-92ХС или ГФ-92ГС	0,060	0,070	0,045	0,048	0,060	0,070
Эмаль серая, кг	ПФ-115	0,550	0,900	0,280	0,330	0,520	0,860
Грунтовка, кг	ФЛ-03К(ж)	0,170	0,270	0,080	0,110	0,160	0,250

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	А-31, 32	А-41, 42	А-51, 52	А-61, 62	А-71, 72	А-81, 82	А-91, 92
4.3. Для серии А								
Лак пропиточный, кг	МЛ-92	0,280	0,320	0,360	0,720	1,000	1,560	2,160
Эмаль покровная, кг	ГФ-92ХС или ГФ-92ГС	0,030	0,036	0,048	0,054	0,058	0,072	0,084
Эмаль серая, кг	ПФ-115	0,160	0,220	0,280	0,360	0,380	0,600	1,000
Грунтовка, кг	ФЛ-03К(ж)	0,050	0,070	0,080	0,100	0,110	0,180	0,300

Окончание таблицы С.I

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	АО-31, 32	АО-41, 42	АО-51, 52	АО-62, 63	АО-72, 73	АО-82, 83	АО-93, 94
Лак пропиточный, кг	МЛ-92	0,280	0,320	0,360	0,750	1,050	1,600	2,200
Эмаль покровная, кг	ГФ-92ХС или ГФ-92ГС	0,030	0,036	0,048	0,056	0,058	0,072	0,084
Эмаль серая, кг	ПФ-115	0,160	0,220	0,280	0,360	0,400	0,660	1,100
Грунтовка, кг	ФЛ-03К(ж)	0,060	0,070	0,080	0,100	0,120	0,200	0,300

Таблица С.2 Нормы расхода материалов на 1000 электродвигателей (кроме пропиточных и окрасочных материалов)

Материал	Марка, размер, мм	Серия электродвигателя, высота оси вращения, габарит					
		4А56-132	4А160-250 4АН200-225	АО2(1-5) АОК2-5	А2, АО2(6-9) АОК2-7 АК2-8,9	А, АО (3-5)	А, АО (6-9) АК-6
1. Черные металлы							
Прутки чугунные для сварки и наплавки, кг		5,0	8,0	7,0	10,0	8,0	12,0
Проволока, кг	СВ-0,8А	5,0	8,0	7,0	10,0	8,0	12,0
Сталь листовая, кг		9,0	13,0	11,0	16,0	13,0	19,0
Проволока обыкновенного качества, кг		12,0	20,0	15,0	22,0	18,0	26,0
Проволока стальная, кг		100,0	200,0	120,0	250,0	144,0	300,0
Электроды сварочные, кг		4,0	7,0	6,0	9,0	8,0	11,0
Крепежные изделия* (болты, гайки, шайбы, заклепки, винты), кг		27,2	70,6	30,6	83,2	30,6	83,2
2. Цветные металлы							
Припой меднофосфористый, кг		2,4	4,0	3,0	5,0	3,6	6,0
Припой оловянно-свинцовый, кг		1,0	3,2	2,0	4,0	2,4	4,8

* 20% от общего количества двигателей

Продолжение таблицы С.2

Материал	Марка, размер, мм	Серия электродвигателя, высота оси вращения, габарит						
		4А56-63	4А71-132	4А160-250 4АН200-225	АО2(1-5) АОК2-5	А2, АО2(6-9) АОК2-7 АК2-8,9	А, АО (3-5)	А, АО (6-9) АК-6
Электроды угольные, кг		8,0	11,0	9,0	12,0	12,0	10,0	13,0
3. Продукция химической и резинотехнической промышленности								
Сода кальцинированная 95% (натрий углекислый), кг		25,00	28,00	29,0	30,0	32,00	31,00	34,00
Сода каустическая (натрий едкий), кг		1,50	1,80	2,00	2,20	2,50	2,60	3,00
Стекло жидкое, натриевое, кг		6,00	7,00	8,00	8,00	10,00	9,60	12,00
Натрий хлористый, кг		0,12	0,15	0,16	0,18	0,20	0,22	0,24
Натрий углекислый (поташ), кг		0,15	0,18	0,21	0,22	0,25	0,26	0,30
Препарат моющий синтетический,* кг	МА-51	3,50	4,00	4,80	5,00	6,00	6,0	7,20
Бура, кг		0,50	0,56	0,72	0,70	0,90	0,80	1,10
Кислород газообразный, $м^3$		12,00	14,00	16,00	18,00	20,00	22,0	24,00
Смачиватель, кг	ОП-7,10	3,00	4,00	4,80	5,00	6,00	6,00	7,20

* Для химико-механической и пескоструйной очистки.

Продолжение таблицы С.2

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Серия электродвигателя, высота оси вращения, габарит						
		4А56-63	4А71-132	4А160-250 4АН200-225	АО2(1-5) АОК2-5	А2, АО2(6-9) АОК2-7 АК2-8,9	А, АО (3-5)	А, АО (6-9) АК-6
Углекислый газ, $м^3$		50,00	150,0	200,00	200,0	250,0	200,0	250,00
Ацетилен, $м^3$		12,00	14,0	16,00	18,0	20,0	22,0	24,00
Смола эпоксидная, кг		0,05	0,06	0,08	0,07	0,10	0,09	0,12
Дибутилфталат, кг		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Полиэтиленполиамин, кг		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Лак бакелитовый, кг		1,70	1,75	2,00	2,20	2,50	2,60	3,00
Лак покровный, кг	БТ-99	1,80	2,00	2,20	2,40	2,80	2,80	3,40
Клей резиновый, кг	№ 88	8,00	10,00	15,00	-	-	-	-
Шнур резиновый, м	2-4	10,00	15,00	45,00	-	-	-	-
4. Продукция лесной промышленности								
Пиломатериалы твердых пород (бук, береза), $м^3$					3,0	5,0	3,6	6,0

Окончание таблицы С.2

Материал, единица измерения	Марка, размер, мм	Серия электродвигателя, высота оси вращения, габарит					
		4А56-132	4А160-250 4АН200-225	АО2(1-5) АОК2-5	А2, АО2(6-9) АОК2-7 АК2-8,9	А, АО (3-5)	А, АО (6-9) АК-6
5. Продукция целлюлозно-бумажной и лесохимической промышленности							
Бумага оберточная, кг		6,0	8,0	7,0	10,0	8,0	12,0
Бумага кабельная, кг		4,0	6,0	6,0	7,0	6,0	8,0
Бумага парафинированная, кг		4,0	8,0	6,0	10,0	8,0	12,0
Канифоль сосновая, кг		1,0	4,0	1,0	4,0	1,0	4,0
6. Продукция промстройматериалов							
Тальк молотый, кг		5,0	12,0	6,0	15,0	7,0	18,0
7. Продукция легкой промышленности							
Материал обтирочный, кг		20,0	36,0	25,0	45,0	30,0	54,0
Бумага наждачная, $м^2$		11,6	16,0	14,0	20,0	16,4	24,0

С.1. Нормы расхода обмоточного провода на капитальный ремонт электродвигателей мощностью до 100 кВт для укрупненного планирования и учета

Электродвигатели серий 4А, АО2, А2, АО, А составляют наибольший удельный вес (80-90)% в парке электродвигателей мощностью до 100 кВт.

Изменение нормы расхода обмоточного провода в зависимости от мощности электродвигателей серий 4А, АО2 (А2), АО (А) представлено в виде корреляционных кривых (рисунки С.1, С.2). Причем на рисунке С.2 эта зависимость представлена только для электродвигателей до 30 кВт, так как в этом диапазоне находятся средние мощности ремонтного фонда.

Для расчета расхода обмоточного провода на очередной плановый период рекомендуется следующая методика:

определяется абсолютная величина ремонтного фонда электродвигателей (в штуках) на очередной плановый период с укрупненной разбивкой их по сериям асинхронных электродвигателей общего применения 4А, АО2, А2, АО, А;

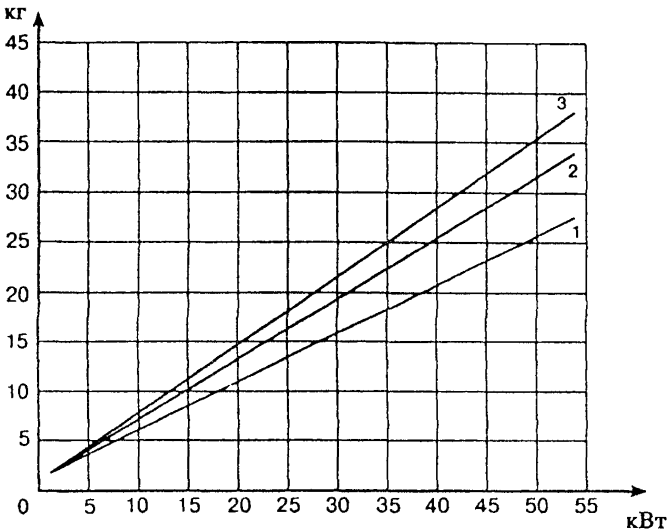
по каждой серии устанавливаются величины средней мощности ремонтного фонда;

по средней мощности ремонтного фонда (рисунки С.1, С.2) определяется норма расхода обмоточного провода для каждой серии электродвигателей;

определяется расход обмоточного провода путем умножения нормы расхода на один электродвигатель средней мощности ремонтного фонда данной серии на количество электродвигателей;

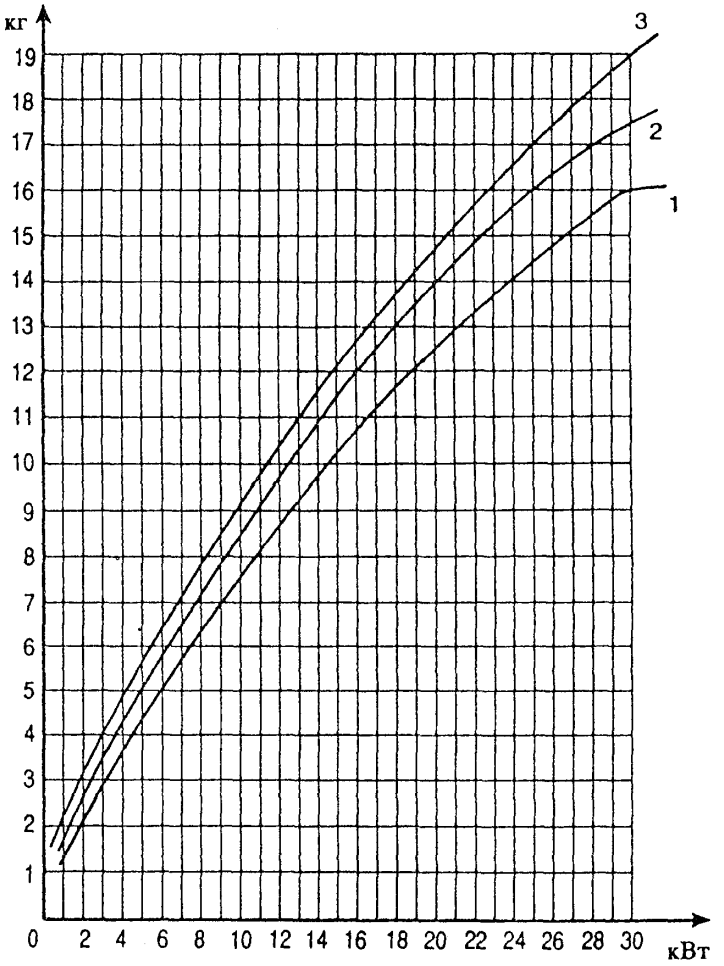
определеяется расход обмоточного провода на весь объем ремонтного фонда электродвигателей в плановом порядке путем суммирования его расхода по каждой серии.

Необходимо учитывать, что стуктура ремонтного фонда имеет тенденцию к снижению удельного веса электродвигателей серии 4А, что обуславливает снижение средних норм расхода обмоточного провода в очередном плановом периоде по сравнению с предыдущим.



1 - для серий 4А
2 - для серий АО2(А2)
3 - для серий АО(А)

Рисунок С.1 – Изменение расхода обмоточного провода в зависмости от мощности электродвигателя



1 - для серии 4А
2 - для серии АО2(А2)
3 - для серии АО(А)

Рисунок С.2 – Изменение расхода обмоточного провода в зависмости от мощности электродвигателя

Таблица С.3 Нормы расхода материалов на капитальный ремонт электродвигателей асинхронных высоковольтных с короткозамкнутым ротором (от 100 до 800 кВт)

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	101-180	181-250	251-400	401-600	601-800	α
Метизы, кг	0,63	0,86	1,02	1,36	1,80	0,30
Электроды сварочные, кг	0,08	0,11	0,13	0,17	0,23	-
Прокат латунный, кг	0,185	0,25	0,30	0,41	0,53	0,08
Припой, кг	0,10	0,14	0,17	0,22	0,29	0,30
Электроды угольные, кг	0,07	0,09	0,12	0,14	0,19	-
Провод обмоточный, кг	55,50	75,20	89,40	120,0	158,2	-
Провод установочный, м	5,50	7,36	9,20	11,80	15,50	0,14
Бук, $м^3$	0,007	0,009	0,011	0,015	0,020	-
Картон электроизоляционный, кг	3,24	4,40	5,25	7,000	9,200	-
Нитки, кг	0,12	0,16	0,19	0,25	0,34	-
Лента, м:						
киперная	41,50	56,00	67,90	89,00	119,0	0,18
тафтяная	175,0	239,0	284,0	380,0	500,0	0,20
Материал обтирочный, кг	0,290	0,390	0,468	0,615	0,817	-
Лакоткань, м	6,700	9,100	10,10	14,40	19,10	0,30
Гетинакс, кг	0,425	0,570	0,680	0,910	1,202	-
Трубка линоксиновая, м	10,40	14,20	16,80	22,40	29,90	0,090

Окончание таблицы С.3

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	101-180	181-250	251-400	401-600	601-800	α
Грунты, эмали, кг	4,800	6,490	7,750	10,40	14,00	0,060
Лаки изоляционные, кг	8,150	10,90	13,20	17,60	23,20	-
Канифоль, кг	0,024	0,032	0,040	0,053	0,071	0,250
Бензин, кг	1,030	1,390	1,660	2,240	2,290	-
Керосин, кг	3,600	4,900	5,800	7,700	10,10	0,230
Парафин белый, кг	0,020	0,026	0,031	0,042	0,053	-
Смазка, кг	1,105	1,490	1,780	2,390	3,140	0,700
Растворитель, кг	4,800	6,500	7,800	10,40	13,60	

Примечание Коэффициент (α) характеризует соотношение между количеством материалов, расходуемых при текущем и капитальном ремонтах.

Таблица С.4 Нормы расхода материалов на капитальный ремонт электродвигателей асинхронных высоковольтных с короткозамкнутым ротором (от 801 до 2000 кВт)

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	801-1000	1001-1250	1251-1500	1501-2000	свыше 2000	α
Метизы, кг	2,190	2,620	3,200	3,800	4,350	0,300
Электроды сварочные, кг	0,270	0,324	0,399	0,470	0,540	-

Продолжение таблицы С.4

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	801-1000	1001-1250	1251-1500	1501-2000	свыше 2000	α
Прокат латунный, кг	0,645	0,775	0,940	1,120	1,290	0,080
Припой, кг	0,356	0,425	0,523	0,615	0,720	0,300
Электроды угольные, кг	0,229	0,276	0,339	0,400	0,460	-
Провод обмоточный, кг	193,0	230,0	282,0	336,0	388,0	-
Провод установочный, м	18,90	22,60	27,90	32,90	38,00	0,140
Бук, $м^3$	0,021	0,030	0,036	0,043	0,050	-
Картон электроизоляционный, кг	11,20	13,50	16,50	19,30	22,40	-
Нитки, кг	0,405	0,485	0,595	0,705	0,810	0,180
Лента, м:						
киперная	144,0	173,0	212,0	250,0	289,0	0,200
тафтяная	605,0	730,0	890,0	1060,0	1220,0	-
Материал обтирочный, кг	0,990	1,190	1,450	1,720	1,990	0,300
Лакоткань, м	23,00	28,00	34,00	40,20	46,00	-
Гетинакс, кг	1,450	1,750	2,140	2,560	2,900	0,090
Трубка линоксиновая, м	37,00	43,50	53,00	62,50	73,00	0,090
Грунты, эмали, кг	16,70	19,80	24,20	29,90	33,00	0,060
Лаки изоляционные, кг	29,00	22,90	41,50	49,00	56,50	-
Канифоль, кг	0,089	0,103	0,106	0,147	0,171	0,250
Бензин, кг	3,590	4,290	5,250	6,300	7,100	-

Окончание таблицы С.4

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	801-1000	1001-1250	1251-1500	1501-2000	свыше 2000	α
Керосин, кг	12,40	14,80	18,30	21,20	24,90	0,230
Парафин белый, кг	0,068	0,009	0,117	0,135	0,140	-
Смазка, кг	3,820	4,600	5,600	6,700	7,600	0,700
Растворитель, кг	16,70	20,00	24,60	29,00	33,00	-

Таблица С.5 Нормы расхода материалов на капитальный ремонт синхронных электродвигателей

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	до 800	801-1000	1001-2000	2001-5000	свыше 5000	α
Медь обмоточная, кг	22,00	28,00	34,00	36,00	42,00	-
Провод установочный, м	26,00	32,00	38,00	41,00	48,00	0,300
Железо листовое, кг	6,600	8,200	9,800	10,70	12,30	-
Проволока бандажная, кг	1,200	1,500	1,800	1,950	2,250	-
Сталь конструкционная, кг	3,600	4,500	5,400	5,900	6,750	-
Метизы, кг	2,400	3,000	3,600	3,900	4,500	0,500
Проволока, кг	3,880	4,800	5,720	6,250	7,200	-
Баббит, кг	1,200	1,500	1,800	1,950	2,250	-
Бронза, кг	2,600	3,200	3,800	4,200	4,800	-

Продолжение таблицы С.5

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	до 800	801-1000	1001-2000	2001-5000	свыше 5000	α
Прокат, кг:						
латунный	2,000	2,500	3,000	3,200	3,750	0,300
медный	12,00	15,00	18,00	19,50	22,50	-
Припой, кг:						
медно-фосфористый	0,240	0,300	0,460	0,390	0,450	-
оловянно-свинцовый	0,320	0,400	0,480	0,520	0,600	0,500
Провод медный голый, кг	6,400	8,000	9,600	10,40	12,00	-
Гетинакс листовой, кг	0,640	0,800	0,960	1,040	1,200	0,200
Лента:						
изоляционная, кг	0,800	1,000	1,200	1,300	1,500	0,500
лавсановая, м	24,00	30,00	36,00	39,00	45,00	0,200
Лакоткань, $м^2$	3,200	4,000	4,800	5,200	6,000	-
Микалента, кг	0,480	0,600	0,720	0,780	0,900	-
Миканит прокладочный, кг	4,000	5,000	6,000	6,500	7,500	-
Прессшпан, кг	4,000	5,000	6,000	6,500	7,500	-
Стеклолента липкая, кг	1,600	2,200	2,400	2,600	3,000	-
Текстолит листовой, кг	8,000	10,00	12,00	13,00	15,00	0,200
Шпагат крученый, кг	2,000	2,500	3,000	3,200	3,750	-
Ацетон, кг	0,800	1,000	1,200	1,300	1,500	0,100
Грунтовка, кг	5,100	6,400	7,600	8,300	9,600	0,100
Краска тертая, кг	4,000	5,000	6,000	6,500	7,500	0,100

Продолжение таблицы С.5

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	до 800	801-1000	1001-2000	2001-5000	свыше 5000	α
Стеклотекстолит, кг	-	-	-	-	1,500	-
Шнур лавсановый, м	-	-	-	-	200,0	-
Шнур ШСЛ диаметром 3-6 мм, м	-	-	-	-	150,0	-
Смола эпоксидная, кг	-	-	-	-	2,100	-
Отвердитель, кг	-	-	-	-	0,300	-
Припой ПСР-45, кг	-	-	-	-	8,000	-
Лак покровный, кг	6,400	8,000	9,600	10,40	12,00	0,100
Лак пропиточный, кг	16,00	20,00	24,00	26,00	30,00	0,100
Нитроэмаль, кг	12,00	15,00	18,00	19,50	22,50	-
Олифа натуральная, кг	0,320	0,400	0,480	0,520	0,600	0,100
Эмаль изоляционная, кг	6,400	6,000	7,200	7,800	9,000	0,100
Бензин, кг	32,00	40,00	48,00	52,00	60,00	-
Керосин, кг	3,200	4,000	4,800	5,200	6,000	0,400
Смазка консистентная, кг	0,800	1,000	1,200	1,300	1,500	1,000
Масло машинное, кг	0,240	0,300	0,380	0,390	0,450	1,000
Парафин, кг	0,320	0,400	0,480	0,520	0,600	0,500
Солидол, кг	0,640	0,800	0,960	1,040	1,200	1,000
Лента, м:						
киперная	120,0	150,0	180,0	195,0	225,0	-
тафтяная	124,0	155,0	185,0	200,0	232,5	0,3
Нитки кордовые, м	1,300	1,500	1,800	1,950	2,250	0,300

Окончание таблицы С.5

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	до 800	801-1000	1001-2000	2001-5000	свыше 5000	α
Материал обтирочный, кг	2,400	3,000	3,600	3,900	4,500	0,500
Картон электроизоляционный, кг	2,400	3,000	3,600	3,900	4,500	-
Бумага наждачная, $м^2$	1,200	1,500	1,800	1,950	2,250	0,500
Канифоль, кг	0,640	0,800	0,960	1,040	1,200	0,500
Бумага асбестовая, кг	2,400	3,000	3,600	3,900	4,500	-
Резина листовая маслостойкая, кг	4,000	5,000	6,000	6,500	7,500	-

Таблица С.6 Нормы расхода материалов на капитальный ремонт электродвигателей асинхронных высоковольтных с фазным ротором (мощностью от 100 до 800 кВт)

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	101-180	181-250	251-400	401-600	601-800	α
Метизы, кг	0,890	1,200	1,410	1,900	2,500	0,300
Электроды сварочные, кг	0,109	0,147	0,176	0,234	0,314	-
Прокат латунный, кг	0,260	0,350	0,420	0,565	0,742	0,080
Припой, кг	0,143	0,194	0,230	0,309	0,405	0,300

Окончание таблицы С.6

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	101-180	181-250	251-400	401-600	601-800	α
Электроды угольные, кг	0,092	0,124	0,150	0,200	0,264	-
Провод обмоточный, кг	78,00	105,0	125,0	167,0	220,0	-
Провод установочный, м	7,800	10,60	12,90	16,80	21,60	0,140
Бук, $м^3$	0,010	0,013	0,016	0,021	0,028	-
Картон электроизоляционный, кг	4,600	6,150	7,350	9,800	12,90	-
Нитки, кг	0,163	0,220	0,268	0,350	0,465	0,180
Лента, м:						
киперная	58,00	78,00	95,00	125,0	166,0	0,200
тафтяная	246,0	330,0	398,0	530,0	700,0	-
Материал обтирочный, кг	0,400	0,545	0,650	0,860	1,143	0,300
Лакоткань, м	9,400	12,60	14,00	20,00	26,00	-
Гетинакс, кг	0,595	0,800	0,950	1,260	1,670	0,090
Трубка линоксиновая, м	14,50	19,70	23,00	31,00	42,00	0,090
Грунты, эмали, кг	6,700	9,100	10,90	14,50	19,60	0,060
Лаки изоляционные, кг	11,40	15,20	18,50	24,90	32,60	-
Канифоль, кг	0,034	0,045	0,056	0,074	0,099	0,250
Бензин, кг	1,420	1,950	2,300	3,140	4,100	-
Парафин белый, кг	0,027	0,037	0,044	0,059	0,073	-
Керосин, кг	5,000	6,900	8,100	10,00	14,10	0,230
Смазка, кг	1,550	2,100	2,500	3,400	4,400	0,700
Растворитель, кг	6,700	9,100	10,90	14,00	18,00	-

Таблица С.7 Нормы расхода материалов на капитальный ремонт асинхронных электродвигателей с фазным ротором (мощностью от 801 до 2000 кВт)

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	801-1000	1001-1250	1251-1500	1501-2000	свыше 2000	α
Метизы, кг	3,620	3,700	4,500	5,300	6,100	0,300
Электроды сварочные, кг	0,382	0,452	0,555	0,660	0,755	-
Прокат латунный, кг	0,905	1,085	1,320	1,570	1,800	0,080
Припой, кг	0,490	0,595	0,730	0,860	1,008	0,300
Электроды угольные, кг	0,320	0,384	0,475	0,560	0,645	-
Провод:						
обмоточный, кг	270,0	320,0	298,0	470,0	530,0	-
установочный, м	26,40	31,40	39,00	46,00	53,00	0,140
Бук, $м^3$	0,035	0,042	0,051	0,060	0,069	-
Картон электроизоляционный, кг	15,60	18,90	23,00	27,00	31,40	-
Нитки, кг	0,565	0,680	0,835	0,994	1,130	0,180
Лента, м:						
киперная	202,0	240,0	298,0	350,0	405,0	0,200
тафтяная	850,0	1010,2	1240,0	1484,0	1708,0	-
Материал обтирочный, кг	1,380	1,666	2,040	2,400	2,800	0,300
Лакоткань, м	32,00	39,00	48,00	56,00	65,00	-
Гетинакс, кг	2,000	2,400	3,000	3,600	4,000	0,090
Трубка линоксиновая, м	51,50	61,00	74,00	87,00	102,0	0,090
Грунты, эмали, кг	23,60	28,00	34,00	42,00	46,00	0,060

Окончание таблицы С.7

Материал	Нормы расхода материалов на капитальный ремонт одного электродвигателя мощностью, кВт					Для всех значений мощности
	801-1000	1001-1250	1251-1500	1501-2000	свыше 2000	α
Лаки изоляционные, кг	40,00	47,00	58,00	59,00	78,00	-
Канифоль, кг	0,120	0,143	0,147	0,205	0,240	0,250
Бензин, кг	5,000	6,000	7,300	8,800	9,900	-
Керосин, кг	17,40	20,00	25,00	29,00	35,00	9,230
Парафин белый, кг	0,095	0,113	0,139	0,165	0,190	-
Смазка, кг	5,400	6,500	7,900	9,400	10,06	0,700
Растворитель, кг	22,00	27,00	34,00	41,00	46,00	-

Таблицы С.8 Нормы расхода материалов на ремонт силовых, двухобмоточных трансформаторов напряжением 6-35 кВ

Материал	Мощность трансформаторов, кВа									
	100-630		630-1000		1600-3500		4000-6300		10000-16000	
	К	Т	К	Т	К	Т	К	Т	К	Т
Медь круглая для вводов 6-35 кВ, кг/ввод	0,38	-	0,46	-	0,90	-	0,92	-	0,92	-
Медь ленточная для демпферов, кг/ввод	0,06	-	0,13	-	0,25	-	0,40	-	1,30	-
Болты черные, кг	2,60	-	2,60	-	2,70	-	2,90	-	3,80	-
Гайки черные (или латунь шестигранная для гаек), кг	0,60 (0,25)	-	0,60 (0,45)	-	0,70 (0,45)	-	0,90 (0,93)	-	1,60 (1,65)	-
Электроды, кг	0,4-0,7	0,10	0,80	0,18	1,40	0,36	2,00	0,84	3,50	2,00
Припой медно-фосфористый, кг	0,10	-	0,15	-	0,20		0,20	-	0,30	-
Припой ПОС-40, кг	0,10	-	0,20	-	0,20		0,25	-	0,35	-
Канифоль, кг	0,10	-	0,20	-	0,20		0,20	-	0,30	-
Медь/алюминий (неизолированные), кг	100,0	-	435,0	36,2	782,0	65,7	1110,0	102,7	-	-
Пиломатериалы, в том числе бук, $м^3$	0,10	-	0,15	-	0,20		0,30	-	0,45	-
Электрокартон ролевой , кг	0,50	-	0,50	-	1,00		1,00	-	2,00	-
Электрокартон марки Б и В м/ф, кг	3,00	-	5,00	-	8,00		10,0	-	16,0	-

Продолжение таблицы С.8

Материал	Мощность трансформаторов, кВа									
	100-630		630-1000		1600-3500		4000-6300		10000-16000	
	К	Т	К	Т	К	Т	К	Т	К	Т
Бумага кабельная марки КВ/120, кг	0,20	-	0,50	-	0,80	-	1,20	-	2,00	-
Бумага электроизоляционная крепированная марки ЭКТ, кг	0,20	-	0,50	-	0,85	-	0,90	-	1,00	-
Бумага телефонная, кг	0,50	-	1,00	-	1,50	-	2,00	-	3,50	-
Бумага наждачная, $м^2$	0,20	-	0,30	-	0,50	-	0,50	-	1,00	-
Лакоткань электроизоляционная ЛХММ-105, м	0,50	-	0,50	-	0,50	-	0,60	-	1,80	-
Лента киперная, м	30,0	3,00	50,0	5,00	50,0	5,00	50,0	5,00	70,0	7,00
Лента тафтяная, м	20,0	2,00	34,0	3,40	40,0	4,00	48,0	4,80	48,0	4,80
Краски масляные, кг	0,10	-	0,10	-	0,15	-	0,20	-	0,20	-
Эмаль ПФ-133, кг	1,00	-	1,50	-	2,00	-	2,50	-	5,50	-
Лак электроизоляционный пропиточный ГФ-95, кг	0,80	-	0,90	-	1,00	-	1,10	-	1,30	-
Лак НЦ-551, кг	0,40	-	0,90	-	1,00	-	1,50	-	2,00	-
Растворитель 646 или 2, кг	0,15	-	0,50	-	1,50	-	1,50	-	2,00	-
Растворитель Р-4, кг	1,00	-	1,00	-	1,00	-	1,50	-	2,00	-

Окончание таблицы С.8

Материал	Мощность трансформаторов, кВа									
	100-630		630-1000		1600-3500		4000-6300		10000-16000	
	К	Т	К	Т	К	Т	К	Т	К	Т
Бензин Б-70, кг	1,50	-	2,00	0,20	3,00	0,30	5,00	0,50	5,00	0,50
Масло трансформаторное, кг	300-500	-	600	-	1000-1800	-	2000-2500	-	3000-3500	-
Смазка ЦИАТИМ-208, кг	1,50	-	2,00	-	2,20	-	2,80	-	3,00	-
Резина листовая, маслоупорная, кг	4-7,5	-	10,0	1,00	15,0	1,50	20,0	-	30,0	-
Клей резиновый, кг	0,10	-	0,20	-	0,20	-	0,40	-	0,50	-
Шнур асбестовый, кг	0,20	-	0,20	0,01	0,30	0,02	0,30	0,02	0,60	0,02
Магнезит каустический, кг	0,16	-	0,16	-	0,47	-	0,47	-	0,47	-
Магний хлористый, кг	0,41	-	0,41	-	0,41	-	0,41	-	0,41	-
Мука фарфоровая, кг	0,10	-	0,10	-	0,26	-	0,26	-	0,26	-
Материал обтирочный, кг	2,00	0,40	3,00	0,60	3,00	0,60	4,00	1,00	5,00	1,50
Силикагель, кг	10,0	0,50	20,0	1,70	40,0	4,00	60,0	6,00	80,0	8,00

Примечания

1. Нормы расхода материалов откорректированы в соответствии с РД 34.10.354 "Трансформаторы. Нормы расхода материалов для ремонта" /35/.

2. Расход трансформаторного масла на доливку при эксплуатации принимается 1% от объема масла в трансформаторе.

Таблица С.9 Нормы расхода материалов на ремонт трансформаторов

Материал	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Трансформаторы напряжения и тока 35 кВ		
Материал обтирочный, кг	1,00	-
Бензин Б-70, кг	0,50	-
Краска для фазировки, кг	0,06	-
Салфетки технические, шт.	5,00	-
Трансформаторы напряжения и тока 6-10 кВ		
Материал обтирочный, кг	0,50	-
Бензин Б-70, кг	0,20	-
Салфетки технические, шт.	5,00	-
Трансформаторы напряжения НОМ-6-10 кВ		
Масло трансформаторное, кг	-	10,0
Салфетки технические, шт.	1,00	4,00
Резина маслоупорная, кг	-	2,00
Лак глифталевый, кг	-	0,20
Трансформаторы мощностью 100-630 кВа напряжением 6-10 кВ (городские ТП и РП)		
Масло трансформаторное, кг	3,00	30,0
Эмаль, кг	-	3,00
Резина маслоупорная, кг	0,50	5,00
Бензин Б-70, кг	0,30	3,00
Керосин, кг	0,30	3,00
Лак глифталевый, кг	-	1,00
Припой ПОС-40, кг	-	0,20

Окончание таблицы С.9

Материал	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Клей резиновый, кг	-	0,20
Силикагель, кг	0,50	5,00
Лента тафтяная, м	2,00	20,0
Лента киперная, м	1,50	15,0
Бумага кабельная, кг	-	0,20
Бумага наждачная, $м^2$	-	0,20
Салфетки технические, шт.	1,00	2,00
Материал обтирочный, кг/тр-р	1,50	2,00

Таблица С.10 Нормы расхода материалов на капитальный ремонт силовых трансформаторов мощностью 25-1000 кВА

Материал	Мощность трансформатора, кВА			
	25-100	100-250	400-630	1000
Бумага, кг:				
кабельная	1,0	1,5	2,0	3,0
телефонная	2-3	4-5	8-10	13
Электрокартон ЭМ, кг	8-12	16-26	30-40	45-50
Провод обмоточный, кг	60-85	120-200	300-500	500
Медь, кг:				
шинная	4-6	8-12	20-25	40
прутковая	2,5-3,5	5-8	12-15	20
ленточная	0,5	1,0	2,0	3,0
Лакоткань, м	0,5-1	1,5-2	2,5-3	4-8

Окончание таблицы С.10

Материал	Мощность трансформатора, кВА			
	25-100	100-250	400-630	1000
Лента киперная, м	100	200	300	400
Лента тафтяная, м	50	100	200	300
Шнур крученый, м	-	0,25	0,5	0,8
Масло трансформаторное, кг	250-350	350-550	1000	1900
Лак, кг: глифталевый	4-6	8-10	16-20	25
бакелитовый	1,0	1,5	2,0	3,0
Керосин, кг	6-10	12-14	16-19	22
Бензин, кг	3-5	6-7	8-10	11
Материал обтирочный, кг	2-3	4-5	6-7	8,0
Припой, кг: медно-фосфористый	0,1	0,4	0,6	1,0
для лужения ПОС-30	0,15	0,2	0,7	0,6
для пайки ПОС-40	0,2	0,3	0,5	0,7
Резина маслостойкая, кг	0,3	0,5	2,0	5,0
Трубки бакелитовые, кг	0,4	0,6	1,0	1,6
Предохранители, шт.	1,0	1,0	1,0	1,0
Переключатели, шт.	1,0	1,0	1,0	1,0
Приводы к переключателям, шт.	1,0	1,0	1,0	1,0
Вводы, шт.	7,0	7,0	7,0	7,0

Таблица С.11 Расход материалов на полный анализ трансформаторного масла (на 1 пробу с дублированием)

Материал	Нормы расхода на ремонт	
	Т	К
Натрий едкий, г	0,010	0,010
Калий едкий, г	0,002	0,002
Фенолфталеин, г	0,010	0,010
Метилоранж, г	0,002	0,002
Бензол, мл	80,00	80,00
Бензин авиационный, г	0,100	0,100
Спирт технический, мл	25,00	25,00

Таблица С.12 Нормы расхода материалов на ремонт масляных выключателей

Материал	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Выключатели масляные напряжением 35 кВ		
Масло трансформаторное, кг	4,00	20,0
Бензин Б-70, кг	1,00	1,00
Смазка низкозамерзающая, кг	0,20	0,20
Материал обтирочный, кг	1,00	1,00
Краска масляная, кг	-	2,50
Олифа, кг	-	2,50
Бумага наждачная, $м^2$	0,10	0,20
Бумага фильтровальная, $м^2$	-	7,50
Салфетки техническое, шт.	2,00	5,00

Продолжение таблицы С.12

Материал	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Вазелин, кг	0,10	-
Миткаль, м	1,00	-
Сталь сортовая, кг	-	0,13
Сталь автоматная, кг	-	1,00
Метизы, кг	-	0,25
Прокат медный, кг	-	6,25
Прокат латунный, кг	-	0,30
Картон электроизоляционный, кг	-	0,63
Гетинакс листовой, кг	-	0,25
Текстолит листовой, кг	-	0,20
Кожа, кг	-	0,20
Лак пропиточный, кг	-	0,38
Выключатели масляные напряжением 6-10 кВ		
Сталь сортовая, кг	-	0,10
Сталь автоматная, кг	-	0,80
Метизы, кг	-	0,20
Прокат медный, кг	-	5,00
Прокат латунный, кг	-	0,24
Эмаль, кг	-	0,40
Лак пропиточный, кг	-	0,30
Лак покровный, кг	-	0,30
Картон электроизоляционный, кг	-	1,70
Гетинакс листовой, кг	-	0,20
Текстолит листовой, кг	-	0,16
Фибра, кг	-	0,16

Окончание таблицы С.12

Материал	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Кожа, компл.	-	0,32
Масло трансформаторное, кг	3,20	12,0
Бензин Б-70, кг	0,20	0,50
Материал обтирочный, кг	1,00	4,00
Смазка низкозамерзающая, кг	-	0,10
Бумага наждачная, $м^2$	-	0,15
Салфетки технические, шт.	2,00	5,00
Краска для баков и привода, кг	-	1,50
Миткаль, м	1,00	-

Таблица С.13 Нормы расхода материалов на ремонт разъединителей

Материал	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Разъединители напряжением 35 кВ		
Керосин, кг	-	5,0
ЦИАТИМ-201, кг	0,1	0,3
Материал обтирочный, кг	1,0	1,0
Бумага наждачная, $м^2$	0,1	0,2
Салфетки технические, шт.	-	3,0
Вазелин технический, кг	0,1	
Миткаль, м	2,0	

Окончание таблицы С.13

Материал	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Разъединители напряжением 6 кВ		
Вазелин технический, кг	0,1	0,2
Материал обтирочный, кг	1,0	1,0
Салфетки технические, шт.	-	1,0
Бумага наждачная, $м^2$	0,1	0,2
Краска серая, кг	-	0,2
Солидол, кг	0,4	-
Миткаль, м	2,0	-

Таблица С.14 Нормы расхода комплектующих изделий и запасных частей трансформаторов и аппаратов выского напряжения

Комплектующее изделие, запасная часть	Норма расхода на 10 единиц однотипного оборудования		
	ТО	Т	К
Трансформаторы			
Обмотки высокго напряжения, компл.	-	-	2
Обмотки низкого напряжения, компл.	-	-	2
Изоляторы проходные, комлп.	-	1	2
Втулки проходные, компл.	-	1	2
Кран радиаторный, шт.	-	-	2
Термосигнализатор, шт.	-	-	1
Реле газовое, шт.	-	1	2

Окончание таблицы С.14

Комплектующее изделие, запасная часть	Норма расхода на 10 единиц однотипного оборудования		
	ТО	Т	К
Масляные выключатели			
Изоляторы опорные, или проходные, компл.	-	1	3
Контакты подвижные и неподвижные, компл.	-	-	5
Втулки проходные, компл.	-	-	3
Контакты искрогасительные, компл.	-	-	3
Палец неподвижного рабочего и дугогасительного контактов, компл.	-	-	3
Щетки неподвижного рабочего контакта, компл.	-	1	3
Пружины, компл.	1	1	3
Катушки к приводам, шт.	1	1	3
Разъединители			
Изоляторы опорные, шт.	-	3	6
Контакты, компл.	1	1	2
Ножи контактные, компл.	-	1	3
Предохранители			
ПСН-35, шт.	1	2	5
ПК, шт.	2	3	6

Таблица С.15 Нормы расхода комплектующих изделий, запасных частей и материалов на капитальный ремонт и техническое обслуживание ВЛ 35-110 кВ

Материал, запасная часть	Нормы расхода на 1 км ВЛ, находящихся в эксплуатации									
	35 кВ					110 кВ				
	на деревянных опорах	на металлических опорах		на железобетонных опорах		на деревянных опорах	на металлических опорах		на железобетонных опорах	
		одноцепных	двухцепных	одноцепных	двухцепных		одноцепных	двухцепных	одноцепных	двухцепных
Лес столбовой пропитанный, $м^3$	0,35	-	-	-	-	0,45	-	-	-	-
Прокат черных металлов, кг	2,50	4,40	4,40	1,50	1,50	2,80	5,00	5,00	0,70	1,70
Метизы, кг	1,50	0,80	0,80	0,50	0,50	1,70	1,00	1,00	0,30	0,30
Приставки железобетонные, шт.	0,30	-	-	-	-	0,45	-	-	-	-
Провод сталеалюминиевый, кг	8,00	8,00	16,00	8,00	16,00	13,00	13,00	26,00	13,00	26,00
Трос стальной молниезащитный, кг	1,00	2,20	2,20	2,20	2,20	2,20	5,00	5,50	5,40	5,40
Проволока бандажная (катанка), кг	5,00	-	-	-	2,5	5,00	-	-	-	2,5
Изоляторы подвесные, шт.	0,60	0,60	1,20	0,60	1,20	1,20	1,20	2,40	1,30	2,60

Окончание таблицы С.15

Материал, запасная часть	Нормы расхода на 1 км ВЛ, находящихся в эксплуатации									
	35 кВ					110 кВ				
	на деревянных опорах	на металлических опорах		на железобетонных опорах		на деревянных опорах	на металлических опорах		на железобетонных опорах	
		одноцепных	двухцепных	одноцепных	двухцепных		одноцепных	двухцепных	одноцепных	двухцепных
Арматура сцепная, шт.	0,30	0,30	0,60	0,30	0,60	0,30	0,30	0,60	0,30	0,60
Зажимы, шт.	0,20	0,20	0,40	0,20	0,40	0,20	0,20	0,40	0,20	0,40
Гасители вибрации, шт.	0,40	0,40	0,80	0,40	0,80	0,40	0,40	0,80	0,40	0,80
Лак БТ-577, кг	0,20	20,00	25,00	1,00	2,00	0,20	16,00	16,50	1,00	2,00
Пудра алюминиевая, кг	0,70	3,00	3,70	0,10	0,20	0,70	2,20	2,40	0,10	0,20
Растворитель (сольвент, уайт-спирит), кг	0,70	1,80	2,20	0,10	0,20	0,70	1,30	1,30	0,10	0,20

Таблица С.16 Нормы расхода комплектующих изделий, запасных частей и материалов на ремонт линий электропередачи

Материал, запасная часть	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Воздушные линии напряжением 6-10 кВ на железобетонных опорах (в расчете на 1 год на 1 км ВЛ)		
Сталь мелкосортная и стальной прокат, кг		7,03
Проволока стальная (катанка) диаметром 6-8 мм, кг		3,00
Крюки, штыри, шт.		2,00
Зажимы плашечные, шт.		2,00
Провод , кг:		
неизолированный алюминиевый		16,20
сталеалюминиевый		1,30
неизолированный стальной много-проволочный		0,40
стальной однопроволочный		0,80
Сборный железобетон (опоры), $м^3$		0,12
Траверса железобетонная, $м^3$		0,01
Сурик, кг		0,07
Олифа, кг		0,07
Лак черный асфальтовый № 316, кг		0,20
Разрядники типа РВП, компл.		0,015
Разъединители, компл.		0,08
Изоляторы штыревые, шт.		2,50
Пакля, кг		0,15
Электроды, кг		0,50

Продолжение таблицы С.16

Материал, запасная часть	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Воздушные линии напряжением 0,4 кВ на железобетонных опорах (на 1 км ВЛ на 1 год)		
Сталь мелкосортная и стальной прокат, кг		0,70
Проволока стальная (катанка) диаметром 6-8 мм, кг		0,24
Крюки, штыри, шт.		1,80
Провод : неизолированный алюминиевый (по натуральному весу), кг		11,70
неизолированный сталеалюминиевый (АС), кг		3,12
неизолированный стальной однопроволочный (ПСО), кг		2,60
АС, м		24,40
изолированный ПР или АПР, м		1,70
Сборный железобетон (опоры), $м^3$		0,16
Траверса железобетонная, $м^3$		0,01
Изоляторы типа ТФ, шт.		3,40
Лак черный асфальтовый № 316, кг		0,15
Сурик, кг		0,13
Олифа, кг		0,13
Пакля, кг		0,20
Воздушные линии напряжением 6-10 кВ на деревянных непропитанных опорах (в расчете на 1 год на 1 км ВЛ)		
Прокат стальной, кг		7,03
Проволока стальная (катанка) диаметром 6-8 мм, кг		9,90
Крюки и штыри, шт.		2,00

Продолжение таблицы С.16

Материал, запасная часть	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Зажимы плашечные, шт.		6,00
Провод , кг: неизолированный алюминиевый		16,20
сталеалюминиевый		1,30
стальной многопроволочный		0,50
однопроволочный		0,80
Лес сосновый круглый, $м^3$		0,72
Сурик, кг		0,07
Приставки железобетонные, $м^3$		0,09
Олифа, кг		0,07
Лак черный асфальтовый № 316, кг		0,20
Разрядники типа РВП, компл.		0,015
Разъединители РПВ, компл.		0,08
Изоляторы типа ШС, шт.		2,50
Пакля, кг		0,15
Воздушные линии напряжением 0,4 кВ на деревянных опорах (на 1 год на 1 км ВЛ)		
Прокат стальной, кг		6,90
Проволока стальная (катанка) диаметром 6-8 мм, кг		12,40
Крюки и штыри, шт.		1,80
Провод : сталеалюминиевый, кг		3,12
алюминиевый, кг		11,70
стальной однопроволочный оцинкованный, кг		2,60
АС, м		24,40
изолированный, м		1,70

Продолжение таблицы С.16

Материал, запасная часть	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Лес круглый сосновый III сорта, $м^3$		0,41
Сборный железобетон (приставка), $м^3$		0,08
Изоляторы типа ТФ, шт.		3,10
Лак черный асфальтовый № 316, кг		0,35
Сурик, кг		0,13
Олифа, кг		0,13
Пакля, кг		0,20
Внутрицеховые силовые сети (на 100 м провода)		
Провод установочный, м	3,00	9,00
Кабель штанговый, м	12,00	36,00
Сталь сортовая, м	0,60	1,80
Электроды, кг	0,096	0,30
Прволока бандажная, м	0,072	0,216
Трубы газовые, м	-	2,88
Прокат латунный, кг	0,24	0,72
Припой ПОС-40, кг	0,02	0,072
Лента изоляционная, кг	0,02	0,072
Лента киперная, м	1,80	5,40
Лак маслобитумный, кг	0,36	1,08
Краски масляная и эмалевая, кг	0,36	1,08
Осветительные сети (на 100 м провода)		
Установочный провод и осветительный шнур, м	1,44	4,50
Кабель АВРГ, СРГ и т.д., м	-	1,50

Продолжение таблицы С.16

Материал, запасная часть	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Сталь сортовая, кг	0,16	0,50
Проволока стальная мягкая, кг	0,024	0,075
Электроды, кг	0,0064	0,02
Трубы газовые, м	-	0,50
Припой ПОС-40, кг	0,16	0,05
Лента изоляционная, кг	0,016	0,05
Патроны, шт.	0,80	2,50
Выключатели 6-15 А, шт.	0,80	2,50
Розетки и вилки штепсельные, шт.	0,24	0,75
Изоляторы, шт.	0,80	25,00
Краски масляные, эмалевые, кг	0,16	0,50
Лампы накаливания, % (от установленного количества)	-	25,00
Кабельные линии (на 1000 м кабеля)		
Кабель всех назначений, м		24,00
Сталь сортовая, кг	0,36	1,20
Трубы газовые, кг	0,36	1,20
Электроды, кг	0,018	0,06
Система шин 35 кВ (на 100 пог.м.)		
Бензин Б-70, л	3,00	
Смазка ГОИ-54п, кг	0,80	
Ветошь обтирочная, кг	10,00	
Бумага наждачная тканевая, $м^2$	0,50	
Детали крепежные, кг	0,50	
Изоляторы ПС6-Б, шт.	0,30	

Продолжение таблицы С.16

Материал, запасная часть	Норма расхода на ремонт	
	Т	К
Крюки подвесные, шт.	1,5	
Система шин 6-10 кВ (на 100 пог.м)		
Бензин Б-70, л	2,00	
Вазелин технический, кг	0,50	
Ветошь обтирочная, кг	5,00	
Бумага наждачная тканевая, $м^2$	0,30	
Детали крепежные, кг	0,20	
Изоляторы ПС6-Б, шт.	0,20	
Крюки подвесные, шт.	1,00	
Монтаж контура заземления (на 1 электрод)		
Проволока железная диаметром 6 мм, кг		2,20
Электрод 45х45х5 - 2,5 мм, кг		8,50
Трубы некондиционные диаметром 51-63 мм, кг		10,10
Сталь полосовая 40х5, кг/10 п.м.		10,00
Электроды, кг/10 п.м.		1,00
Анализ кабельной мастики на морозоустойчивость (на 1 пробу)		
Бензин авиационный, г	50,00	50,00
Спирт технический, г	75,00	75,00
Углекислота, г	50,00	50,00
Полный анализ кабельной мастики (на 1 пробу)		
Бензин авиационный, г	100,00	100,00
Спирт технический, г	75,00	75,00
Углекислота, г	20,00	20,00

Таблица С.17 Нормы расхода запасных частей и материалов на ремонт кабельных линий

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Сухая концевая разделка силового кабеля напряжением 6-10 кВ (на 1 разделку)		
Лента киперная, м	50,00	
Лак ПВХ-26, кг	0,25	
Шпагат, кг	0,10	
Салфетки технические, шт.	2,00	
Припой ПОС-40, кг	0,20	
Бензин Б-70, кг	1,00	
Наконечники кабельные, шт.	1,00	
Ветошь обтирочная, кг	0,20	
Краска эмалевая, кг	0,20	
Перезаделка силового кабеля напряжением 6-10 кВ (на 1 разделку)		
Мастика кабельная, кг	6,00	
Лента киперная, м	25,00	
Лак ПВХ-26, кг	0,25	
Припой ПОС-40, кг	0,50	
Бензин Б-70, кг	1,00	
Ветошь обтирочная, кг	0,50	
Воронка кабельная, шт.	1,00	
Салфетки технические, шт.	3,00	
Сухая концевая заделка кабеля напряжением 0,4 кВ (на 1 разделку)		
Лак ПХЛ, кг	0,20	

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Лак ПХВ-26, кг	0,25	
Лента киперная, м	50,00	
Шлагат, кг	0,10	
Бензин Б-70, кг	1,00	
Припой ПОС-40, кг	0,20	
Салфетки технические, шт.	2,00	
Разделка мачтовой муфты напряжением 6-10 кВ (на 1 муфту)		
Припой ПОС-40, кг	0,30	
Муфта мачтовая, шт.	1,00	
Мастика кабельная, кг	10,00	
Ветошь обтирочная, кг	0,50	
Наконечники кабельные, шт.	6,00	
Бензин Б-70, кг	2,00	
Лента киперная, м	50,00	
Установка соединительной муфты в эпоксидном корпусе для ремонта кабельной линии напряжением 6-10 кВ		150
Компаунд эпоксидный К-115, кг	5,10	
Отвердитель компаунда К-115, кг	0,81	
Лента стеклянная электроизолированная 16х0,1 м, м	12,00	
Лента х/б шириной 15-20 мм, м	40,00	
Гильзы соединительные, шт.	3,00	
Припой ПОС-30, кг	0,25	

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Припой марки А, кг	0,15	
Стеарин технический, кг	0,05	
Жир паяльный, кг	0,04	
Парафин для проверки изоляции на влажность, кг	0,10	
Шнур асбестовый диаметром 3 мм, кг	0,10	
Провод гибкий медный, м	1,00	
Проволока стальная оцинкованная диаметром 1,4 мм, кг	0,12	
Нитки суровые, м	5,00	
Ветошь обтирочная, кг	0,50	
Припой марки ПА-15, кг	0,15	
Свинцовая соединительная муфта до 10 кВ с заливкой кожуха		
Ролики и рулоны, компл.	1,00	16-240
Масса заливочная битуминозная МБ-70, МБ-90, кг	3,50 4,00 4,60 5,30 6,10 7,00	16 35 70 120 185 240
Масса пропиточная кабельная МП-1, кг	3,00 4,00 5,00	16-35 70-120 185-240
Гильзы медные (при пайке кабеля с медными жилами), шт.	3,00	16-240
Припой ПОС-40, кг	0,24 0,30 0,33 0,35 0,44 0,50	16 35 70 120 185 240

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Припой для обслуживания алюминиевой оболочки марки А, ПА-15, кг	0,08 0,10 0,11 0,12 0,15 0,18	16 35 70 120 185 240
Жир паяльный, кг	0,03 0,04 0,05 0,06	16-35 70 120-185 240
Парафин для проверки изоляции на влажность, кг	0,10	16-240
Шнур асбестовый диаметром 3 мм, кг	0,10	16-240
Провод для заземления гибкий медный луженый (жила типа III или IV), кг	0,09 0,13 0,23 0,25	16-35 70 120 185-240
Проволока стальная оцинкованная диаметром 1,4 мм, кг	0,08 0,09 0,11 0,12 0,13 0,15	16 35 70 120 185 240
Лента липкая поливинилхлоридная для защиты алюминиевой оболочки кабеля и муфты, кг	0,30 0,40 0,50	16-35 70-120 185-240
Лента смоляная для уплотнения горловин кожуха, кг	0,60 0,90	16-35 70-240
Бензин Б-70, л	1,00	16-240
Ветошь обтирочная, кг	0,50 0,60 0,70	16-35 70-120 185-240
Бирки кабельные, БКП, шт.	1,00	16-240
Муфта соединительная свинцовая с защитным кожухом, СС-90, 100, 110; $К_З$4-75, компл.	1,00	16-240

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Кожух свинцовый, шт.	1,00	16-240
Салфетка, шт.	2,00	16-240
Стеарин технический, кг	0,05	16-240
Картон асбестовый, кг	0,25	16-240
Муфта соединительная типа С4 напряжением до 1 кВ		
Масса заливочная МБМ, кг	4,00 5,00 7,00 9,00	16-35 70 120-185 240
Припой ПОС-40, кг	0,12 0,18 0,24 0,35	16-35 70 120-185 240
Припой для обслуживания алюминиевой оболочки марки А, кг	0,07 0,10	16-35 70-240
Гильза соединительная, шт.	3,00	16-240
Парафин, кг	0,10	16-240
Жир паяльный	0,03 0,04 0,05	16-70 120-185 240
Провод для заземления гибкий медный луженый, м	1,00	16-240
Проволока стальная оцинкованная диаметром 1,4 мм	0,08	16-240
Лента смоляная, кг	0,50 0,60 0,70 0,80	16-35 70 120-185 240
Лента хлопчатобумажная, кг	0,006 0,009 0,012	16-35 70-185 240
Ветошь обтирочная, кг	0,30	16-240

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Концевая муфта кабеля до 10 кВ		
Масса заливочная, кг	8,00 12,00	16-120 185-240
Масса пропиточная кабельная МП-1, кг	3,00	16-240
Припой ПОС-40, кг	1,10	16-240
Припой для обслуживания алюминиевой оболочки марки А, кг	0,10 0,14	16-240 185-240
Стеарин технический, кг	0,05	16-240
Жир паяльный, кг	0,06	16-240
Парафин, кг	0,10	16-240
Проволока стальная оцинкованная, кг	0,15 0,20	16-120 185-240
Провод для заземления медный луженый, м	0,15 0,20	16-120 185-240
Пряжа хлопчатобумажная артикул №20/3, кг	0,04 0,05	16-120 185-240
Ветошь обтирочная, кг	0,50	16-240
Концевая муфта кабеля до 1 кВ		
Масса заливочная МБ-90, кг	6,00	
Масса пропиточная кабельная МП-1, кг	2,00	
Припой ПОС-40, кг	0,90	
Припой для обслуживания алюминиевой оболочки марки А, кг	0,10	
Жир паяльный, кг	0,06	
Парафин, кг	0,10	
Проволока стальная оцинкованная, кг	0,10	

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Провод для заземления медный луженый, кг	0,25	
Пряжа х/б для бандажей, кг	0,03	
Ветошь обтирочная, кг	0,50	
Бензин Б-70, л	3,00	
Лакоткань электроизоляционная ЛХМ, кг	0,06	
Втулки фарфоровые, шт.	4,00	
Эпоксидная концевая заделка внутренней установки на кабеле напряжением до 10 кВ		
Компаунд эпоксидный К-115, К-176, кг	0,74 0,80 0,84 1,00 1,50 1,60	16 35 70 120 185 240
Отвердитель полиэтиленполиамина, кг	0,04 0,05 0,07 0,08	16-70 120 185 240
Трубки двухслойные длиной 1200 мм, шт.	3,0	16-240
Трубки из наиритовой резины, м	4,50	16-240
Лента хлопчатобумажная, м	2,00 3,00	16-35 70-240
Лента поливинилхлоридная с липким слоем, кг	0,03 0,04 0,05	16-35 70-120 185-240
Провод медный голый, м	0,50	16-240
Припой ПОС-40, кг	0,35 0,40	16-120 185-240
Припой для обслуживания алюминиевой оболочки марки А, кг	0,06 0,07	16-120 185-240

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Жир паяльный, кг	0,04	16-240
Парафин, кг	0,10	16-240
Проволока стальная оцинкованная диаметром 1,4 мм, кг	0,05 0,06	16-120 185-240
Пряжа хлопчатобумажная арт. № 20/3, кг	0,03 0,05 0,06 0,07	16-35 70-120 185 240
Шнур асбестовый диаметром 3 мм, кг	0,10	16-240
Нитки суровые, м	2,50	16-240
Ветошь обтирочная, кг	0,50 0,60 0,70	16-35 70-185 240
Наконечники кабельные, шт.	3,00	16-240
Бензин Б-70, л	1,50	16-240
Бумага парафинированная кабельная, м^2	0,25	16-240
Кварц пылевидный марки КП-2, КП-3, кг	0,50	16-240
Клей марки ПЭД-Б, кг	0,04	16-240
Эмаль марки ГФ-92КС, кг	0,02	16-240
Эпоксидная заделка кабеля до 1 кВ		
Компаунд эпоксидный К-115, кг	0,425 0,720 0,930 1,170 1,470	16-35 70 120 185 240
Отвердитель № 1, кг	0,036 0,061 0,079 0,091 0,100 0,125	16 35 70 120 185 240

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Лента хлопчатобумажная шириной 15 мм, кг	20,00 25,00 40,00 48,00 55,00	16-35 70 120 185 240
Припой ПОС-40, кг	0,25 0,30 0,35 0,40	16-35 70 120-185 240
Припой для обслуживания алюминиевой оболочки марки А, кг	0,05 0,06	16-70 120-240
Жир паяльный, кг	0,03 0,04	16-120 185-240
Парафин, кг	0,10	16-240
Провод медный голый гибкий с напрессованным наконечником, м	0,50	16-240
Проволока стальная оцинкованная диаметром 1,4 мм, кг	0,04 0,05	16-70 120-240
Ветошь обтирочная, кг	0,50 0,60	16-185 240
Песок кварцевый для сварочных материалов, кг	0,80 1,00 1,12 1,40 2,00	16 35-70 120 185 240
Смазка ЦИАТИМ-221, кг	0,04 0,05 0,06 0,08 0,10	16-35 70 120 185 240
Наконечники кабельные ТАМ, шт.	3,00	16-240
Бензин Б-70, л	1,50	16-240

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Концевая заделка кабеля до 10 кВ		
Лента поливинилхлоридная с липким слоем, кг	0,18	16
	0,25	35
	0,30	70
	0,40	120
	0,45	185
	0,50	240
Состав заполнительный, кг	0,04	16
	0,05	35-70
	0,06	120-185
	0,06	240
Состав покровный № 1, кг	0,05	16
	0,07	35
	0,10	70
	0,11	120
	0,13	185
	0,15	240
Лак БТ-99, кг	0,02	16
	0,03	35-70
	0,03	120-185
	0,04	240
Шнур крученый льняной диаметром 1 мм, кг	0,03	16
	0,04	35
	0,05	70
	0,05	120
	0,06	185
	0,07	240
Наконечники кабельные, шт.	3,00	16-240
Припой ПОС-40, кг	0,15	16-240
Припой марки А, кг	0,15	16-240
Жир паяльный, кг	0,04	16-35
	0,05	70-240
Парафин, кг	0,10	16-240

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Нитки льняные, кг	0,01	16-120
	0,01	185
	0,01	240
Провод для заземления гибкий медный луженый, м	0,30	16
	0,40	35
	0,50	70
	0,60	120-185
	0,70	240
Проволока стальная оцинкованная, кг	0,50	16-240
Ветошь обтирочная, кг	0,50	16-70
	0,75	120-240
Бензин Б-70, л	1,50	16-240
Сухая заделка кабеля до 1 кВ		
Лента поливинилхлоридная с липким слоем, кг	0,12	16
	0,18	35
	0,25	70
	0,30	120
	0,40	185
	0,45	240
Состав покровный № 1, кг	0,04	16
	0,05	35
	0,06	70
	0,10	120
	0,12	185
	0,13	240
Состав герметизирующий № 2, кг	0,03	16
	0,04	35
	0,05	70-120
	0,06	185-240
Лак БТ-99, кг	0,04	16
	0,45	35
	0,06	70
	0,06	120
	0,08	185
	0,08	240

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Шнур крученый льняной, кг	0,16 0,25 0,35 0,45 0,50 0,60	16 35 70 120 185 240
Наконечники кабельные ТАМ, шт.	3,00	16-240
Припой ПОС-40, кг	0,10 0,15	16-35 70-240
Припой для обслуживания алюминиевой оболочки марки А, кг	0,10 0,15	16-35 70-240
Жир паяльный, кг	0,04	16-240
Парафин, кг	0,07 0,10	16-70 120-240
Нитки льняные, кг	0,01	16-240
Жилы токопроводящие медные (для заземления), м	0,30 0,40 0,50 0,60	16-35 70 120 185-240
Проволока стальная оцинкованная, кг	0,04 0,05 0,06	16-35 70-185 240
Ветошь обтирочная, кг	0,50 0,75	16-120 185-240
Заделка в свинцовой перчатке до 10 кВ		
Лакоткань электроизоляционная ЛХМ, кг	0,06 0,11 0,11 0,19 0,20 0,30	16 35 70 120 185 240

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Масса заливочная МБМ, кг	0,24	16
	0,38	35
	0,48	70
	0,60	120
	1,00	185
	1,50	240
Лента поливинилхлоридная с липким слоем, кг	0,22	16
	0,45	35
	0,57	70
	0,80	120
	1,00	185
	1,30	240
Состав покровный № 1, кг	0,05	16
	0,08	35
	0,10	70
	0,18	120
	0,22	185
	0,25	240
Цапонлак № 951, кг	0,06	16
	0,07	35
	0,09	70
	0,16	120
	0,20	185
	0,22	240
Лак БТ-99, кг	0,04	16
	0,05	35-70
	0,06	120
	0,07	185
	0,08	240
Припой для обслуживания алюминиевой оболочки марки А, кг	0,03	16
	0,04	35
	0,05	70
	0,08	120
	0,10	185
	0,12	240
Припой ПОС-40, кг	0,10	16
	0,15	35
	0,20	70-120
	0,25	185-240

Продолжение таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Жир паяльный, кг	0,03 0,05 0,06 0,07	16-35 70-120 185 240
Парафин, кг	0,10	16-240
Нитки льняные, кг	0,02	16-240
Шнур асбестовый, диаметром 3 мм, кг	0,02 0,03 0,04 0,05 0,06 0,07	16 35 70 120 185 240
Провод для заземления гибкий медный луженый, м	0,30 0,30 0,40 0,50 0,60 0,70	16 35 70 120 185 240
Проволока стальная оцинкованная, кг	0,08 0,09 0,10 0,12 0,14 0,15	16 35 70 120 185 240
Ветошь обтирочная, кг	0,50	16-240
Бензин Б-70, л	1,50	16-240
Окраска 100 м кабеля		
Лак БТ-99, кг	5,00	
Ветошь обтирочная, кг	3,00	
Бензин Б-70, л	2,50	
Кисть, шт.	1,00	
Щетка металлическая, шт.	1,00	

Окончание таблицы С.17

Запасная часть, материал	Нормы расхода на капитальный ремонт	Сечение кабеля, мм^2
Замена защитных перегородок		
Листы асбестоцементные плоские, т	1,20	
Замена наконечников (опрессовкой)		
Наконечники кабельные ТАМ, Т, шт.	3,00	16-240
Вазелин технический, кг	0,10	16-240
Лента поливинилхлоридная с липким слоем, кг	0,10	16-240
Замена наконечников (пайкой)		
Наконечники кабельные ТАМ, Т, шт.	3,00	
Припой ПОС-40, кг	0,10	
Припой марки А, кг	0,01	
Жир паяльный, кг	0,01	
Лента поливинилхлоридная с липким слоем, кг	0,10	
Восстановление надписей		
Эмаль марки ПФ-115, кг	0,20	
Ацетон, кг	0,10	
Ветошь обтирочная, кг	0,10	
Кисть, шт.	1,00	
Переизолировка концов кабеля		
Лента поливинилхлоридная с липким слоем, м	0,10	
Лак БТ-99, кг	0,10	
Шпагат диаметром 1 мм, м	1,00	

Таблица С.18 Нормы расхода опор и железобетона на ремонт ВЛ и МТП 0,4; 6(10) кВ на один год

Вид опоры	Нормативные районы		Нормы расхода м^3/100 км ВЛ при среднем времени до начала загнивания				Нормы расхода спецжелезобетона м^3/100 км ВЛ
			7,5 лет		12,5 лет		
	ветровой	по гололеду	скорость загнивания, см/год				
			1	1,5	1	1,5	
Опоры деревянные на железобетонных приставках для ВЛ 6(10) кВ	I-III I-II	I-II III-IV	35	50	25	35	0,3
	III IV	III I-II	45	55	35	40	0,4
	III IV	IV III-IV	55	60	40	45	0,4
То же на железобетонных приставках и без приставок для ВЛ 6(10) кВ	I-IV I-IV	I-II III-IV	45 60	65 80	40 55	50 60	0,06 0,06
Опоры деревянные на железобетонных приставках для ВЛ 0,4 кВ	I-IV I-II	I-II III	40	50	30	40	0,4
	I IV	IV III					
	III-IV	IV	50	55	30	45	0,3

Окончание таблицы С.18

Вид опоры	Нормативные районы		Нормы расхода м^3/100 км ВЛ при среднем времени до начала загнивания				Нормы расхода спецжелезобетона м^3/100 км ВЛ
	ветровой	по гололеду	7,5 лет		12,5 лет		
			скорость загнивания, см/год				
			1	1,5	1	1,5	
Опоры деревянные на деревянных приставках	I-IV	I-III	40	55	30	45	0,3
и без приставок для ВЛ 0,4 кВ	I-II	IV	80	85	45	65	0,1
	III-IV	IV	85	100	55	80	0,1
Железобетонные опоры ВЛ 0,4; 6(10) кВ	I-V	I-V	-	-	-	-	1,1

Примечания

1. Нормы расхода предназначены для определения потребности РНУ в материалах для плановых и аварийных ремонтов ВЛ и МТП 0,4 6(10) кВ и создания аварийного запаса.

2. Типовые нормы определены исходя из действующих норм отбраковки и периодичности замены загнившей древесины. Нормами не предусмотрено изменение материала опор, рекомендуемого проектом.

3. Если скорость загнивания и среднее время до начала загнивания древесины отличаются от приведенных в таблице, указанные нормы расхода деревянных опор уточняются с учетом местных условий и утверждаются главными специалистами вышестоящей организации.

Таблица С.19 Нормы расхода запасных частей и материалов на ремонт аппаратов напряжением до 1000 В

Материал	Нормы расхода на ремонт	
	Т	К
Выключатели автоматические, воздушные, универсальные с рычажным и электромагнитным приводом на номинальный ток до 1000 А		
Сталь сортовая, кг	0,090	0,315
Сталь тонколистовая, кг	0,030	0,105
Лента холоднокатанная, кг	-	0,021
Сталь трасформаторная, кг	-	0,105
Сталь автоматная, кг	0,006	0,021
Проволока рояльная, кг	-	0,011
Болты и гайки, кг	0,005	0,017
Шайбы пружинные, кг	0,002	0,004
Электроды, кг	0,012	0,040
Прокат медный, кг	-	0,040
Прокат латунный, кг	0,030	0,105
Прокат алюминиевый, кг	-	0,126
Лента бронзовая, кг	-	0,006
Припой оловянно-свинцовый, кг	-	0,006
Провод обмоточный, кг	-	0,105
Провод установочный, м	0,300	1,050
Провод шланговый, м	0,078	0,273
Рукава металлические, м	0,012	0,040
Электрокартон, кг	0,012	0,040
Гетинакс, кг	0,012	0,042
Текстолит, кг	0,006	0,021
Фибра листовая, кг	-	0,021

Продолжение таблицы С.19

Материал	Нормы расхода на ремонт	
	Т	К
Трубки хлорвиниловые, кг	0,005	0,015
Трубки эбонитовые, кг	0,003	0,011
Лакоткань х/б или стеклоткань, $м^2$	-	6,080
Лента киперная или стеклолента, м	-	0,315
Лента изоляционная, м	0,120	0,420
Лак пропиточный, кг	-	0,360
Лак бакелитовый, кг	0,018	0,060
Эмали и краска масляная, кг	0,024	0,080
Масло трансформаторное, кг	0,300	1,050
Бензин, кг	0,084	0,290
Керосин, кг	0,096	0,340
Битум № 5, кг	-	0,105
Резина листовая, кг	0,006	0,021
Ткань х/б, $м^2$	-	0,004
Материал обтирочный, кг	0,030	0,105
Выключатели автоматические с электродвигательным приводом на ток до 1500 А		
Сталь сортовая, кг	0,300	0,300
Сталь тонколистовая, кг	0,100	0,300
Лента холоднокатаная, кг	-	0,050
Сталь трансформаторная, кг	-	0,300
Сталь автоматная, кг	0,020	0,060
Проволока рояльная, кг	-	0,030
Болты и гайки, кг	0,016	0,050
Шайбы пружинные, кг	0,004	0,012

Окончание таблицы С.19

Материал	Нормы расхода на ремонт	
	Т	К
Электроды, кг	0,040	0,120
Прокат медный, кг	-	0,120
Прокат латунный, кг	0,100	0,300
Прокат алюминиевый, кг	-	0,360
Лента бронзовая, кг	-	0,018
Припой оловянно-свинцовый, кг	-	0,018
Провод обмоточный, кг	-	0,300
Провод установочный, м	-	3,000
Провод шланговый, м	0,260	0,780
Рукава металлические, м	-	0,120
Электрокартон, кг	0,040	0,120
Гетинакс, кг	0,040	0,120
Текстолит, кг	0,020	0,060
Фибра листовая, кг	-	0,060
Трубки хлорвиниловые, кг	0,014	0,042
Трубки эбонитовые, кг	0,010	0,030
Лакоткань х/б или стеклолакоткань, $м^2$	-	0,024
Лента киперная или стеклолента, м	0,300	0,900
Лента изоляционная, м	0,400	1,200
Масса кабельная, кг	0,010	0,030
Лак бакелитовый, кг	0,060	0,180
Эмали и краска масляная, кг	0,080	0,024
Масло трансформаторное, кг	0,010	0,060
Ткань х/б, $м^2$	-	0,012
Материал обтирочный, кг	0,100	0,300

Таблица С.20 Нормы расхода запасных частей и материалов на капитальный ремонт аккумуляторных батарей

Запасная часть, материал	Нормы расхода на батарею
Припой ПОС-40, кг	0,50
Кислота аккумуляторная, кг	140,0
Пластины плюсовые, шт.	100,0
Пластины минусовые, шт.	100,0
Свинец, кг	1,50
Ветошь, кг	6,00
Краска кислотоупорная, кг	20,0
Электролит плотностью 1,18, л	4,0
Сепараторы, шт.	100,0
Дистиллированная вода, л	Постоянный запас
Анализ электролита на 1 пробу из аккумуляторной батареи	
Крахмал, г	0,10
Серебро азотнокислое, г	0,20
Алюминий роданистый, г	0,75
Раствор полунормальный едкого натрия, г	0,002

Таблица С.21 Нормы расхода комплектующих изделий и запасных частей для сварочных трансформаторов

Комплектующее изделие	Норма расхода на 10 единиц однотипного оборудования		
	ТО (на 1 год)	Т	К
Катушки обмоточные первичные, шт.	-	-	5
Катушки обмоточные вторичные, шт.	-	-	6
Болты с гайками контактные, компл.	4	2	8
Электродержатели, шт.	1	1	6
Горелки для сварки в среде защитных газов, шт.	-	2	6
Реостат балластный, шт.	-	-	2
Осциллятор, шт.	-	-	2
Конденсаторы, шт.	-	-	2

Таблица С.22 Нормы расхода материалов на ремонт электросварочного оборудования

Материал	Нормы расхода на ремонт	
	Т	К
Сварочные трансформаторы		
Лента изоляционная, кг	0,180	0,540
Картон асбестовый, кг	0,570	1,710
Лакоткань, стеклолакоткань, $м^3$	-	0,900
Электрокартон, кг	-	1,710
Гетинакс листовой, кг	0,015	0,054

Продолжение таблицы С.22

Материал	Нормы расхода на ремонт	
	Т	К
Волокнит, кг	-	0,450
Провод установочный, м	2,400	7,200
Провод шланговый, м	3,000	9,000
Электроды сварочные, кг	0,240	0,720
Болты и гайки, кг	0,240	0,720
Припой ПОС-40, кг	0,030	0,090
Сталь среднесортная, кг	3,000	9,000
Сталь конструкционная, кг	1,980	5,990
Сварочные агрегаты		
Сталь среднесортная, кг	1,400	4,000
Сталь конструкционная, кг	1,400	4,000
Сталь автоматная, кг	1,790	5,120
Жесть белая, кг	0,020	0,060
Электроды сварочные, кг	0,028	0,080
Проволока бандажная, кг	0,420	1,200
Болты и гайки, кг	0,224	0,640
Прокат медный, кг	0,182	0,520
Прокат латунный, кг	1,456	4,160
Медь коллекторная, кг	10,920	31,200
Припой ПОС-40 и ПОС-30, кг	0,050	0,144
Литье бронзовое, кг	0,040	0,130
Алюминий пушковый, кг	-	0,800
Провод обмоточный, кг	-	7,040
Провод установочный, кг	2,660	7,600

Продолжение таблицы С.22

Материал	Нормы расхода на ремонт	
	Т	К
Проволока константановая, кг	-	0,540
Медь шинная, кг	-	5,440
Электрокартон, кг	-	4,800
Гетинакс листовой, кг	0,308	0,880
Микалит гибкий, кг	-	0,608
Фибра листовая, кг	-	0,280
Микослюдинит формовочный, кг	-	0,560
Миканит коллекторный, кг	-	1,760
Лакоткань или стеклолакоткань, $м^2$	-	0,040
Стеклолента, м	0,700	2,000
Трубки линоксиновые, м	1,400	4,000
Трубки хлорвиниловые, кг	0,028	0,080
Лакоткань шелковая лавсановая, $м^2$	0,031	0,088
Лента изоляционная, кг	0,112	0,320
Бумага кабельная, кг	-	0,160
Картон асбестовый, кг	0,112	0,320
Лента миткалевая, м	-	24,000
Лента киперная, м	-	16,000
Нитки кордовые, кг	0,072	0,026
Материал обтирочный, кг	0,280	0,800
Шнур крученый льняной, кг	0,080	0,260
Лак пропиточный, кг	-	4,800
Лак изоляционный, кг	2,800	4,800
Эмали и масляные краски, кг	0,560	1,600

Окончание таблицы С.22

Материал	Нормы расхода на ремонт	
	Т	К
Скипидар, кг	0,308	0,880
Парафин, кг	0,140	0,400
Солидол, кг	0,006	0,016
Канифоль, кг	0,003	0,008
Уайт-спирит, кг	0,140	0,400
Керосин, кг	0,500	1,440
Бензин авиационный, кг	0,280	0,800
Карбид кальция, кг	0,028	0,080
Кислород, $м^3$	0,084	0,240

ПЕРЕЧЕНЬ ИСТОЧНИКОВ, ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ РД

1. Правила эксплуатации электроустановок потребителей. -М.: Энергоатомиздат, 1992.

2. Правила устройств электроустановок.-М.: Энергоатомиздат, 1989.

3. РД 39-30-114-78. Правила технической эксплуатации магистральных нефтепроводов. -М.: Недра, 1979.

4. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. -М.: Госэнергонадзор, АО "Энергосервис", 1994.

5. Правила безопасности при эксплуатации магистральных нефтепроводов. -М.: Недра, 1989.

6. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. -М.: ТОО Авангард, 1993; с дополнениями и изменениями, постановление № 22 от 06.06.96, Госгортехнадзор России.

7. РД 16.407-95. Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт. АОЗТ "ЦКТБЭР", 1995.

8. Правила пожарной безопасности при эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов. -Корпорация "Роснефтегаз", акционерная компания "Транснефть", 1992.

9. ГОСТ 2.602-95. Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы.

10. ГОСТ 27.002-89. Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

11. ГОСТ 13109-87. Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения.

12. Нормативы технического обслуживания и ремонта оборудования магистральных нефтепроводов. -Уфа, 1990.

13. Нормативы численности рабочих магистральных нефтепроводов и продуктопроводов. -М.: НИИтруда, 1989.

14. РД 34.46.302-89. Методические указания по диагностике развивающихся дефектов по результатам хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. -М.: СПО Союзтехэнерго, 1989.

15. Методические указания по определению расхода коммутационного ресурса выключателей при эксплуатации. -М.: СПО ОРГРЭС, 1992.

16. РД 34.46.303-89. Методические указания по подготовке и проведению хроматографического анализа газов, растворенных в масле силовых трансформаторов. -М.: СПО Соютехэнерго, 1990.

17. РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций. -Уфа: ИПТЭР, 1997.

18. Дополнения и изменения к "Нормам времени на ремонт и техническое обслуживание оборудования закрытых распределительных устройств электростанций". -М.: СПО Союзтехэнерго, 1991.

19. Типовые технологические карты на капитальный и текущий ремонты электрооборудования распределительных устройств электростанций и подстанций напряжением 6-500 кВ. Выпуск 2. -М.: СПО Союзтехэнерго, 1989.

20. Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ, часть 1,2, ОРГРЭС, 1991.

21. Типовая инструкция по техническому обслуживанию и капитальному ремонту ВЛ напряжением 0,38-20 кВ. -М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.

22. НР 34-00-109-86. Нормы времени на ремонт ВЛ под напряжением. -М.: СПО Союзтехэнерго, 1987.

23. Справочник энергетика строительной организации. -М.: Стройиздат, том I, II, 1990.

24. Инструкция по эксплуатации стационарных свинцово-кислотных аккумуляторных батарей. -М.: Госэнергонадзор, АО "Энергосервис", 1995.

25. РД 34.21.122-87. Инструкция по устройству молниезащиты зданий и сооружений. -М.: Энергоатомиздат, 1987.

26. ЕНиР. Общая часть. -М.: Прейскурантиздат, 1987.

27. Смирнитский Е.К. Экономические показатели промышленности. Справочник. -М.: Экономика, 1989.

28. ГОСТ 11828-86. Машины электрические вращающиеся. Общие методы испытаний.

29. ГОСТ 12259-75. Машины электрические. Методы определения расхода охлаждающего газа.

30. Зименков М.Г. Справочник по наладке электрооборудования промышленных предприятий. -М.: Энергоатомиздат, 1983.

31. Копылов И.П. Справочник по электрическим машинам. -М.: Энергоатомиздат, 1988.

32. ГОСТ 25275-82. Приборы для измерения вибрации вращающихся машин. Общие технические требования.

33. Технические средства диагностирования. -М.: Машиностроение, 1989.

34. Сви П.М. Методы и средства диагностики оборудования высокого напряжения. -М.: Энергоатомиздат, 1992.

35. РД 34.10.354. Трансформаторы. Нормы расхода материалов для ремонта. -М.: СПО Союзтехэнерго, 1990.