



**Федеральное агентство по образованию РФ
Рубцовский индустриальный институт
ГОУ ВПО «Алтайский государственный технический
университет им. И.И. Ползунова»**

Н.И. Черкасова

Эксплуатация систем электроснабжения

Учебное пособие для студентов специальности 140211
всех форм обучения

Рубцовск 2009

УДК 621

Черкасова Н.И. Эксплуатация систем электроснабжения: Учебное пособие для студентов специальности 140211 всех форм обучения /Рубцовский индустриальный институт. – Рубцовск, 2009. – 340 с.

Приведена структура энергетической службы предприятия для рыночных условий хозяйствования, изложены разделы «Производственная эксплуатация оборудования», требования к монтажу и сборке оборудования, «Техническое обслуживание оборудования», соответствующие разделы из ПУЭ, ПЭ, ПТБ.

Рассмотрено и одобрено на заседании научно-методического совета Рубцовского индустриального института.
Протокол № 4 от 02.06.08

Рецензенты: д.т.н., профессор

В.И. Хомутов

гл. инженер, ЗЭС Алтайэнерго

В.И. Михайловский

© Рубцовский индустриальный институт, 2009

ОГЛАВЛЕНИЕ

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ.....	7
ВВЕДЕНИЕ.....	8
Глава I	
ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ.....	10
1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СЛУЖБА ПРЕДПРИЯТИЯ И СИСТЕМА ПЛАНОВО- ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА.....	10
1.1. Общая концепция системы планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования.....	10
1.2. Задачи и функции отдела главного энергетика.....	14
1.3. Структура отдела главного энергетика.....	19
2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ.....	21
2.1. Прием оборудования.....	22
2.2. Монтаж оборудования.....	24
2.3. Ввод оборудования в эксплуатацию.....	26
2.4. Организация эксплуатации оборудования.....	27
2.5. Сроки службы оборудования.....	32
2.6. Амортизация оборудования.....	33
2.7. Хранение оборудования.....	36
2.8. Выбытие оборудования.....	37
3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ.....	39
3.1. Содержание и планирование работ по техническому обслуживанию.....	39
3.2. Организация работ по техническому обслуживанию.....	42
3.3. Техническая диагностика оборудования.....	46
3.4. Финансирование работ по техническому обслуживанию.....	49
4. РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ.....	51
4.1. Методы, стратегии и организационные формы ремонта.....	51

4.2. Ремонтные нормативы.....	58
4.3. Планирование ремонтных работ.....	66
4.4. Подготовка производства ремонтных работ	69
4.5. Организация и проведение ремонта.....	85
4.6. Остановочный ремонт оборудования.....	92
4.7. Финансирование ремонта оборудования.....	99
4.8. Разграничение функциональных обязанностей между службами предприятия при ремонте оборудования.....	105
5. ФОРМЫ РЕМОТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ	116
6. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ.....	148
6.1. Охрана труда.....	148
6.2. Промышленная безопасность при эксплуатации оборудования.....	156
6.3. Промышленная безопасность при монтаже и ремонте оборудования ...	158
6.4. Государственный надзор за эксплуатацией оборудования.....	163
6.5. Расследование и учет аварий и инцидентов.....	166

Глава II

ТИПОВАЯ НОМЕНКЛАТУРА РЕМОТНЫХ РАБОТ, РЕМОТНЫЕ НОРМАТИВЫ, НОРМЫ РАСХОДА МАТЕРИАЛОВ И ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ НА РЕМОТ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ	168
--	------------

7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ	168
7.1. Техническое обслуживание.....	169
7.2. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем ремонте.....	170
7.3. Типовая номенклатура ремонтных работ при капитальном ремонте.....	172
7.4. Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта	173
7.5. Нормы расхода материалов и запасных частей на капитальный ремонт.....	180

8. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ (ВЫШЕ 1000 В) И СИЛОВЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ	183
8.1. Техническое обслуживание.....	183
8.2. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем ремонте.....	184
8.3. Типовая номенклатура ремонтных работ при капитальном ремонте.....	186
8.4. Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта	188
8.5. Нормы расхода материалов и запасных частей на текущий и капитальный ремонт.....	189
9. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ	201
9.1. Техническое обслуживание.....	202
9.2. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем ремонте.....	202
9.3. Типовая номенклатура ремонтных работ при капитальном ремонте.....	203
9.4. Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта	204
9.5. Нормы расхода материалов и запасных частей на текущий и капитальный ремонт.....	209

Глава III

10. ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ	216
10.1. Основные положения.....	216
10.2. Транспортировка и разгрузка трансформаторов	222
10.3. Испытания и включение силовых трансформаторов в сеть	224
10.4. Профилактические испытания трансформаторов при эксплуатации... 233	
10.4.1. Измерение сопротивления обмоток постоянному току	233
10.4.2. Определение коэффициента трансформации.....	236
10.4.3. Проверка группы соединения обмоток однофазных трансформаторов	241

10.4.4. Измерение сопротивления изоляции обмоток силовых трансформаторов	243
10.4.5. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь обмоток и вводов	246
10.4.6. Испытание главной и вспомогательной изоляции трансформатора повышенным напряжением промышленной частоты	250
10.4.7. Испытание бака с охладителями гидравлическим давлением	254
10.4.8. Испытание трансформаторного масла	258
10.5. Эксплуатация силовых трансформаторов	262
10.6. Признаки неисправности работы трансформаторов в эксплуатации ...	270
10.6.1. Перегрев трансформатора	270
10.6.2. Ненормальное гудение в трансформаторе.....	271
10.6.3. Потрескивание внутри трансформатора.....	272
10.6.4. Пробой обмоток и обрыв в них	272
10.6.5. Работа газовой защиты	274
10.6.6. Ненормальное вторичное напряжение трансформатора.....	277
КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ	278
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	284
ПРИЛОЖЕНИЕ	287

ПЕРЕЧЕНЬ ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

ВЛ	- воздушные линии электропередачи
ГОСТ	- государственный стандарт
ЕСКД	- Единая система конструкторской документации
К, КР	- капитальный ремонт
КИПиА	- контрольно-измерительные приборы и автоматика
КЛ	- кабельные линии
МТС	- материально-техническое снабжение
НТД	- нормативно-техническая документация
ОГМ	- отдел главного механика
ОГЭ	- отдел главного энергетика
ОГП	- отдел главного прибориста
ОКОФ	- общероссийский классификатор основных фондов
ПБУ	- положение по бухгалтерскому учету
ПДК	- предельно допустимая концентрация
ПШБ	- правила промышленной (производственной) безопасности
ППР	- планово-предупредительный ремонт
ПТЭ	- правила технической эксплуатации
ПУЭ	- правила устройства электроустановок
Р	- ремонт
РЗА	- релейная защита и автоматика
СНиП	- строительные нормы и правила
ППР ЭО	- система планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования
Т, ТР	- текущий ремонт
ТД	- техническое диагностирование
ТО	- техническое обслуживание
ТУ	- технические условия
ТЭЦ	- теплоэлектроцентраль

ВВЕДЕНИЕ

На промышленных предприятиях страны до начала экономического кризиса существовала стройная система организации технического обслуживания и ремонта электрооборудования, которая, разумеется, не была лишена целого ряда недостатков, однако ее разрушение имело негативные последствия. В составе отраслевых министерств существовали отраслевые управления главного механика и главного энергетика, которые осуществляли координацию организации ремонта оборудования. Существовали общесоюзные и отраслевые ремонтные организации (ремонтные объединения, тресты и т. п.) для централизованного ремонта профильного оборудования, которые впоследствии были расформированы. Во всех отраслях производились разработка, пересмотр и издание Положений (Систем) по планово-предупредительному ремонту оборудования, обеспечивавших предприятия методической и нормативной базой для планирования и организации ремонта оборудования. Распалась система централизованного снабжения предприятий оборудованием, запасными частями, ремонтной оснасткой и ремонтными материалами. Прекратился пересмотр норм амортизационных отчислений (сроков службы оборудования), ремонтных нормативов, норм расхода материалов, порядка и финансирования ремонта.

Экономический кризис привел к полной или частичной остановке многих производств. Большая часть промышленного оборудования (свыше 70 %) исчерпала свой амортизационный срок, требует замены или капитального восстановительного ремонта [1].

Подавляющее количество действующих сегодня предприятий - малые и средние предприятия, появившиеся в 1990-2005 гг. Часть из них возникла на базе прежних промышленных гигантов в результате своеобразного их «разукрупнения» в ходе приватизации. Большинство же создавалось на «голом месте» с целью заполнения небольших ниш на становящемся все более требовательным рынке промышленных продуктов, товаров и услуг. Как

правило, новообразованные предприятия не имеют не только какой-либо серьезной материальной ремонтной базы и специалистов, знакомых с основными принципами планирования, организации и проведения ремонта оборудования, но даже устаревшей методической и нормативной базы для построения более или менее эффективно функционирующей ремонтной службы и организации ремонта оборудования на предприятии. В качестве превентивной меры появилось требование Госгортехнадзора России ПБ 05-356.00 о необходимости иметь на каждом предприятии собственное Положение по планово-предупредительному ремонту принадлежащего ему оборудования. Это требование - большая «головная боль» для очень многих предприятий, особенно вновь созданных.

Появилась необходимость издания единого документа, регламентирующего эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт машин и оборудования. В 2005 году был издан Справочник «Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования», который активно используется в данном учебном пособии.

Сегодня предприятия самостоятельно несут ответственность за планирование и организацию ремонтов для обеспечения постоянной работоспособности оборудования. При этом одновременно расширяются их права по многим важным направлениям, включая:

- финансирование ремонта и его материального обеспечения;
- регулирование численности ремонтного и оперативного персонала;
- применение различных стратегий ремонта;
- планирование ремонта с учетом полезного использования и ужесточенных сроков службы оборудования и другие вопросы.

Произвести правильную организацию ремонта невозможно без знания требований «Правил технической эксплуатации электроустановок потребителей» и Межотраслевых правил безопасности.

Глава I

ЭКСПЛУАТАЦИЯ, ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

1. ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ СЛУЖБА ПРЕДПРИЯТИЯ И СИСТЕМА ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА

1.1. Общая концепция системы планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования

Система планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования (далее - Система ППР ЭО) - это комплекс методических рекомендаций, нормативов, предназначенных для обеспечения эффективной организации, планирования и проведения технического обслуживания (ТО) и ремонта энергетического оборудования.

Планово-предупредительный характер Системы ППР ЭО реализуется:

- проведением с заданной периодичностью ремонтов оборудования, сроки выполнения и материально-техническое обеспечение которых планируется заранее;
- проведением операций ТО и контроля технического состояния, направленных на предупреждение отказов оборудования и поддержание его исправности и работоспособности в интервалах между ремонтами.

Действие Системы ППР ЭО распространяется на все оборудование энергетических и технологических цехов предприятий вне зависимости от места его использования.

Все эксплуатируемое на предприятиях оборудование подразделяется на **основное и неосновное**.

Основным является оборудование, при непосредственном участии которого осуществляются основные энергетические и технологические процессы получения продукта (конечного или промежуточного) и выход

которого из строя приводит к прекращению или резкому сокращению выпуска продукции (энергии).

Неосновное оборудование обеспечивает полноценное протекание энергетических и технологических процессов и работу основного оборудования.

В зависимости от производственной значимости и выполняемых функций в энергетических и технологических процессах оборудование одного и того же вида и наименования может быть отнесено как к основному, так и к неосновному.

Система ППР ЭО предусматривает, что потребность оборудования в ремонтно-профилактических воздействиях удовлетворяется сочетанием различных видов ТО и плановых ремонтов оборудования, различающихся периодичностью и составом работ.

В зависимости от производственной значимости оборудования, влияния его отказов на безопасность персонала и стабильность энерготехнологических процессов ремонтные воздействия реализуются в виде *регламентированного ремонта, ремонта по наработке, ремонта по техническому состоянию* либо в виде их сочетания.

На практике ремонт большей части оборудования неизбежно основан на сочетании (в различных пропорциях) регламентированного ремонта и ремонта по техническому состоянию. Наиболее перспективным методом ремонта оборудования для предприятий любых форм собственности является агрегатно-узловой метод, при котором неисправные сменные элементы (агрегаты, узлы и детали) заменяются новыми или отремонтированными, взятыми из оборотного фонда.

Своевременная замена неисправных агрегатов, узлов и деталей - реализация планово-предупредительной системы ремонта - наиболее успешно решается при внедрении технического диагностирования оборудования в процессе его ТО и ремонта.

Ремонт оборудования может осуществляться собственными силами

предприятий, эксплуатирующего оборудование, сторонними специализированными ремонтными предприятиями, а также специализированными подразделениями заводов-изготовителей. Это зависит от оснащенности собственной ремонтной базы, а также финансовых возможностей предприятия.

Техническое обслуживание и ремонт энергетического оборудования (в том числе энерготехнологических котлов, котлов-утилизаторов, парогазотурбинных агрегатов, влагопоглотительных устройств и коммуникаций и т. п.), расположенного в производственных цехах, осуществляют службы главного механика и главного энергетика.

Техническое обслуживание и ремонт оборудования энергетического хозяйства предприятия и коммуникаций энергоносителей (электростанции, распределительные и трансформаторные подстанции, внутризаводские воздушные и кабельные сети, внутризаводские сети природного газа, бойлерные установки, устройства сбора и возврата конденсата, водозаборные сооружения и сооружения предварительной очистки воды, сети и установки для снабжения предприятий теплом, паром, водой сжатым воздухом, средства связи и сигнализации и т.п.) осуществляет служба главного энергетика.

Граница разделения объектов ремонта между службами главного механика и главного энергетика устанавливается по следующему признаку. Если к оборудованию и коммуникациям объекта (технологического цеха, участка и т.п.), закрепленным за службой главного механика, подводится или отводится энергетическая среда, то границей разделения является первый запорный орган (запорная арматура, отключающее устройство и т. п.) перед вводом в цех. За плотность присоединения и исправность запорного органа несет ответственность служба главного механика.

Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта, приведенные в Системе ПНР ЭО, рассчитаны как средневзвешенные величины исходя из следующих соображений:

- средние (по тяжести) условия эксплуатации оборудования;

- ремонт оборудования производится в условиях с нормальным температурным режимом;

- срок службы оборудования не превысил нормативный.

Входящее в Систему ППР ЭО энергетическое оборудование условно разделено на следующие две группы:

- **электротехническое оборудование** (электрические машины, электрические сети и устройства релейной защиты, электрические аппараты низкого и высокого напряжения, силовые трансформаторы, аккумуляторные батареи, средства связи и сигнализации), нормативы и нормы на которое приведены во второй части [1];

- **теплотехническое оборудование** (котлы и котельно-вспомогательные элементы, котлы-утилизаторы, паровые турбины, трубопроводы и трубопроводная арматура, компрессоры и насосы, вентиляторы, дымососы, нагнетатели, вентиляционные и вытяжные системы, калориферы, кондиционеры, оборудование водозабора и водоподготовки), нормативы и нормы на которое приведены в третьей части [1].

Для эффективной реализации Системы ППР ЭО необходимо выполнение следующих условий:

- энергетическая служба предприятия должна быть укомплектована квалифицированным персоналом в соответствии со штатным расписанием, иметь ремонтную базу с необходимой технологической оснасткой и высокопроизводительным инструментом;

- ремонтный, дежурный и оперативный персонал обязан знать и соблюдать правила технической эксплуатации оборудования, правила промышленной и пожарной безопасности;

- остановка оборудования на плановые ремонты производится по утвержденным годовым и месячным планам-графикам в соответствии с нормативной периодичностью и с учетом максимального использования остановок на ТО и диагностирование оборудования;

- ремонты выполняются качественно, в запланированном объеме, с

максимальной механизацией тяжелых трудоемких работ;

- при ремонте широко применяется агрегатно-узловой метод и метод ремонта крупных объектов по сетевому графику;

- обеспечивается организация поставок агрегатов, узлов и деталей от заводов-изготовителей. Только детали несложной конфигурации изготавливаются в собственных цехах;

- систематически по специальному плану проводятся работы по повышению долговечности, снижению показателей аварийного выхода энергооборудования из строя.

В соответствии с требованием Федеральной службы по технологическому надзору (далее - Федерального надзора) ПБ 05-356.00, п. 242 на каждом предприятии должно быть разработано собственное «Положение по планово-предупредительному ремонту энергетического оборудования».

1.2. Задачи и функции отдела главного энергетика

Как показывает опыт работы предприятий в новых условиях хозяйствования, особенно в последние 5-7 лет, существовавшая в недавнем прошлом централизованная командная система управления оказалась не приспособленной для решения главной задачи: получения прибыли.

Появилась необходимость на деле централизовать управление технической эксплуатацией всех типов основных фондов предприятия, сосредоточив его в одних руках: заместителя директора - главного инженера предприятия. На некоторых предприятиях техническую эксплуатацию подчинили заместителю руководителя предприятия по оборудованию.

На предприятиях необходимо:

- уточнить организационную структуру управления отделом главного энергетика (ОГЭ; пример структуры ОГЭ представлен на рис. 1.1 [1]);

- разработать систему распределения ответственности и полномочий каждого сотрудника ОГЭ, отдела главного механика (ОГМ) и других

подразделений (табл. 1.1);

- конкретизировать их функции и ответственность.

Для выполнения этих мероприятий создается комиссия в составе:
руководитель: заместитель руководителя - главный инженер предприятия;

члены: заместитель руководителя предприятия по персоналу, главный энергетик, заместитель главного инженера по качеству и производственной безопасности, начальник отдела охраны труда и заработной платы, начальник юридической отдела, инженер по организации управления производством, главный механик.

Разработанные комиссией материалы утверждаются руководителем предприятия и вводятся в действие в виде «Регламента по функционированию энергетической службы предприятия».

Основными задачами отдела главного энергетика являются:

- организация бесперебойного снабжения предприятия энергоресурсами требуемых параметров (электроэнергией, паром, промышленной и питьевой водой, природным газом, сжатым воздухом);

- организация качественной очистки промышленных и хозяйственных сточных вод;

- организация надежной и безопасной работы энергетического хозяйства предприятия;

- организация и контроль эксплуатации и ремонта энергетического хозяйства предприятия, а также технический надзор и методическое руководство деятельностью энергетического и технологического персонала, обслуживающего энергетическое и энерготехнологическое оборудование цехов и водооборотные циклы производств;

- осуществление взаимодействия с региональными органами Федерального надзора по вопросам безопасной эксплуатации оборудования;

- осуществление взаимодействия с поставщиками и потребителями энергоресурсов.



Рис. 1.1. Организационная структура ОГЭ (вариант)

Распределение ответственности и полномочий руководства ОГЭ (вариант)

Персонал структурного подразделения	Элементы системы полномочий и ответственности																			
	Ответственность руководства	Система качества	Анализ контракта	Управление проектированием	документацией и планами	Закупки	управление продукцией, поставляемой потребителям	Идентификация и прослеживаемость продукции	Управление процессами	Контроль и испытания	Управление контрольным, измерительным и испытательным оборудованием	Статус контроля и испытаний	Управление несоответствующей продукцией	Корректирующие и предупреждающие действия	Погрузочно-разгрузочные работы, упаковка, консервация, поставка	Управление регистрацией данных о качестве	Внутренние проверки качества	Подготовка кадров	Экономика и ППР	Статистические методы
Главный энергетик, начальник отдела	О	У	О	О	У	О	О	О	О	У	У	О	О	О	У	У	О	О	У	О
Заместитель главного энергетика, зам. начальника отдела (ответственный по качеству)	У	О	У	У	О	У	У	У	У	О ₁	О ₁	У	У	У	У	О	У	У	У	У
Заместитель главного энергетика, зам. начальника отдела	У	У	У	У	У	У	У	У	У	О ₂	О ₂	У	У	У	У	У	У	У	У	У
Начальник бюро ведомственного надзора	У	У	У	У	У	У	У	У	У	О ₃	У	У	У	У	У	У	У	У	У	У
Начальник бюро по рациональному использованию энергетических ресурсов	У	У	У	У	У	У	У	У	У	О ₄	У	У	У	У	У	У	У	У	У	У
Начальник бюро по ППР	У	У	У	У	У	У	У	У	У	У	У	У	У	У	У	У	У	У	О ₅	У

Обозначения: О - несет ответственность; У - обязательно участвует, О₁ - ответственность по электроснабжению и водоснабжению, О₂ - ответственность по теплогазоснабжению и очистке сточных вод; О₃ - ответственность по ведомственному надзору; О₄ - ответственность по рациональному использованию энергетических ресурсов; О₅ - ответственность по планово-предупредительному ремонту.

В соответствии с основными задачами на ОГЭ возлагается выполнение следующих работ:

- составление энергобаланса предприятия. Разработка суточных и месячных лимитов энергопотребления, анализ их выполнения в целях снижения нагрузок в часы пик;

- составление (с привлечением сторонних организаций) текущих и перспективных планов развития энергохозяйства;

- систематический контроль энергонагрузки предприятия и принятие мер по соблюдению установленного лимита потребления электроэнергии и других энергоресурсов;

- координация работы подразделений, входящих в службу главного энергетика;

- разработка (совместно с производственным, техническим отделами и отделом экономического анализа) технологических удельных норм расхода всех видов энергии на выпуск продукции и вспомогательные нужды, контроль соблюдения этих норм и лимитов энергопотребления;

- разработка мероприятий, направленных на рациональное использование и экономию всех видов энергии и топлива на обслуживаемом службой главного энергетика оборудовании, а также на максимальное использование вторичных энергетических ресурсов;

- периодический контроль качества энергетического топлива (природного газа, угля, мазута);

- составление планов организационно-технических мероприятий, направленных на повышение надежности и экономичности работы

энергетического оборудования, обеспечивающих: экономию энергоресурсов, высвобождение дефицитных видов топлива, использование вторичных энергетических ресурсов, увеличение коэффициента мощности, рационализацию электрических схем, уменьшение потерь в электросетях, трансформаторах, пароводяных, воздушных газовых коммуникациях, установление рационального топливно-энергетического режима;

- подготовка исходных данных и заданий для проектирования новых и реконструкции действующих энергетических установок, утверждаемых главным инженером;

- контроль разработки и выполнения цехами предприятия планов организационно-технических мероприятий по экономии топливно-энергетических ресурсов в соответствии с заданиями;

- анализ себестоимости вырабатываемой энергии (совместно с планово-экономическим отделом) и разработка мероприятий по ее снижению;

- организация и контроль работы цеха очистки промышленных сточных вод.

Руководство ОГЭ на правах единоначалия осуществляет начальник ОГЭ.

1.3. Структура отдела главного энергетика

Единое централизованное управление ТО и ремонтом всех основных фондов на предприятии осуществляет главный инженер - заместитель руководителя предприятия.

В отношении энергохозяйства он отвечает за выполнение всех задач и функций, возложенных на ОГЭ в полном объеме.

В энергохозяйстве предприятия и его подразделениях должен быть организован (по установленным формам) учет показателей работы оборудования (сменный, суточный, месячный, квартальный, годовой). Результаты учета используются для последующей оценки экономичности и надежности оборудования.

Руководители подразделений, служб и цехов должны обеспечить достоверность показаний контрольно-измерительных средств и систем.

На предприятии должен быть организован анализ технико-экономических показателей работы энергохозяйства и его отдельных подразделений для оценки состояния отдельных элементов и всей системы энергоснабжения, режимов их работы, соответствия нормируемых и фактических показателей функционирования энергохозяйства, эффективности проводимых организационных технических мероприятий. Целью анализа должно быть принятие плановых решений по улучшению конечного результата работы энергохозяйства всего предприятия, каждого цеха, участка, смены.

На основании анализа должны разрабатываться и выполняться мероприятия по повышению надежности, экономичности и безопасности энергоснабжения предприятия и его отдельных структурных подразделений.

На предприятиях, имеющих в составе систем энергоснабжения собственные источники электрической и тепловой энергии, должно быть организовано круглосуточное диспетчерское управление их работой, задачами которого являются:

- разработка, согласование с энергоснабжающей организацией и ведение режимов работы собственного энергооборудования, обеспечивающего бесперебойность энергоснабжения;

- выполнение требований к качеству электрической и тепловой энергии;

- обеспечение экономичности работы системы энергоснабжения и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;

- предотвращение и ликвидация аварий и других технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и распределении энергии.

Организация диспетчерского управления на таких предприятиях по согласованию с местными органами Федерального надзора должна осуществляться в соответствии с требованиями действующих «Правил

технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правил технической эксплуатации тепловых энергоустановок».

Диспетчерское управление должно быть организовано по иерархической структуре, предусматривающей распределение функций оперативного контроля и управления между уровнями, а также подчиненность нижестоящих уровней управления вышестоящим.

Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при ликвидации аварий являются:

- предотвращение развития аварии, исключение поражения персонала электрическим током (перегретым паром) и повреждения оборудования, не затронутого аварией;

- срочное восстановление электро- и теплоснабжения потребителей и нормальных параметров электрических и тепловых энергоносителей;

- создание наиболее надежной послеаварийной системы электро- и теплоснабжения предприятия в целом и отдельных его частей;

- выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности - включение его в работу.

На рис. 1.1 приведена структура управления ОГЭ, в табл. 1.1 - распределение ответственности между сотрудниками отдела.

ОГЭ выполняет приказы и распоряжения руководства предприятия, предписания сторонних организаций, взаимодействует со службами и подразделениями.

2. ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ

Под производственной эксплуатацией понимают стадию жизненного цикла оборудования, заключающуюся в использовании его по назначению. В стадию жизненного цикла оборудования входят следующие этапы: прием, монтаж, ввод в эксплуатацию, организация эксплуатации, служба в течение определенного срока, амортизация, хранение, выбытие оборудования.

2.1. Прием оборудования

Прием оборудования, поступившего от заводов-изготовителей на предприятие, производится комиссиями. Для основного оборудования председателем комиссии является главный инженер - заместитель руководителя предприятия, членами - главный энергетик, главный бухгалтер (бухгалтер) и руководитель подразделения по принадлежности оборудования, а также представители Федерального надзора для приема оборудования опасных производств. Остальное (неосновное) оборудование принимается комиссией, члены которой хорошо знакомы с устройством и эксплуатацией принимаемого оборудования.

Комиссии несут ответственность за строгое и точное соблюдение правил приемки оборудования, в том числе:

- выявление внешних дефектов;
- проверка фактической комплектности оборудования и технической документации;
- сохранение оборудования в целостности;
- проверка качества изготовленного оборудования и материалов.

В соответствии с ГОСТ 16504-70 предприятия обязаны соблюдать правила приема, в том числе проводить входной контроль. В случае нарушения перечисленных выше требований по приему оборудования предприятия-потребители лишаются права на устранение заводом-изготовителем дефектов и возмещение понесенных потребителем убытков.

Прием оборудования, состоящий из проверки наличия технической документации и комплектности поставки, а также выявление внешних дефектов, не требующих разборки оборудования, выполняется в соответствии с требованиями ГОСТ 2.601-68 «Эксплуатационная и ремонтная документация» и ГОСТ 13168-69 «Консервация металлических изделий».

Сроки и порядок приема оборудования по качеству, правила вызова представителя завода-изготовителя, порядок составления акта приема

оборудования и предъявления поставщику и транспортной организации претензий по поставке продукции, не соответствующей ГОСТ по качеству, комплектности, таре, упаковке и маркировке, техническим условиям и чертежам, определяются действующими нормативными правовыми актами.

При приеме оборудования должна быть обеспечена правильная его разгрузка с железнодорожных платформ и вагонов, грузовых автомобилей и других видов транспорта. Для этой цели у места приема оборудования должны быть оборудованы постоянные механизированные средства или предварительно устроены и доставлены для временного использования специальные разгрузочные средства.

Персонал, осуществляющий разгрузку прибывшего оборудования, должен быть подготовлен к работе по сохранению оборудования в целости и предотвращению поломок или повреждений, которые могут отрицательно повлиять на работу оборудования в период эксплуатации.

Акты приема-передачи оборудования, полностью оформленные и подписанные всеми членами комиссии, передаются в бухгалтерию предприятия для балансового учета, где оборудованию присваивается инвентарный номер.

Инвентарный номер может присваиваться оборудованию как пообъектно, так и на группу оборудования, входящего в состав инвентарного объекта. При определении состава каждого инвентарного объекта следует руководствоваться Общероссийским классификатором основных фондов (ОКОФ), утвержденным постановлением Государственного комитета РФ по стандартизации, метрологии и сертификации от 26 декабря 1994 г. № 359. В данном документе указан состав объектов классификации, которые по приведенному в ОКОФ определению соответствуют понятию инвентарного объекта в бухгалтерском учете. Состав инвентарных объектов определяется в зависимости от групп и видов основных фондов.

Когда у одного объекта имеется несколько частей с разными сроками полезного использования, по правилам бухгалтерского учета каждая такая часть учитывается как самостоятельный инвентарный объект. В этом случае

вопрос об отнесении конкретного оборудования в амортизационную группу следует решать комиссии по приемке оборудования.

2.2. Монтаж оборудования

Монтаж оборудования является последним предэксплуатационным периодом, когда могут быть выявлены и устранены явные и скрытые дефекты изготовления и сборки оборудования. Монтажные работы должны быть выполнены таким образом, чтобы не увеличить количество оставшихся в оборудовании скрытых дефектов.

Серьезное внимание следует уделить составу подготовительных работ, имеющих решающее значение как для своевременного и качественного выполнения монтажа оборудования, так и для его будущей эффективной эксплуатации.

Для оборудования, монтаж которого должен производиться или заканчиваться только на месте применения, работы необходимо выполнять в соответствии со специальной инструкцией по монтажу, пуску, регулировке и обкатке изделия на месте применения.

Эту инструкцию машиностроительные заводы обязаны прикладывать к поставляемому оборудованию, что предусмотрено номенклатурой эксплуатационных документов в ГОСТ 2.601-6. Выполнение указанной инструкции позволит предупредить возможность увеличения скрытых дефектов в оборудовании, а также выявить и устранить явные и частично скрытые дефекты изготовления и сборки оборудования.

Процесс монтажа включает работы, качество которых может быть проверено только перед началом выполнения последующих работ. В этом случае приемка выполненных работ осуществляется путем оформления промежуточной приемки с составлением акта на так называемые скрытые работы и приложением его к окончательной приемно-сдаточной документации,

если инструкцией не предусмотрено контрольное вскрытие сборочной единицы.

Монтаж и демонтаж оборудования должны осуществляться специализированными бригадами предприятия или специализированных наладочных организаций.

Прием смонтированного оборудования и передача его в эксплуатацию оформляются актом приема-передачи основных фондов по типовой форме № ОС-1.

В акте сдачи смонтированного оборудования требуется подробно изложить порядок проведенного пуска (опробования), регулирования, обкатки и оформления сдачи.

При описании пуска (опробования) в процессе приемки смонтированного оборудования следует указать:

- материальное обеспечение пуска, порядок осмотра и проведения подготовительных операций перед пуском;
- порядок проверки исправности составных частей оборудования и готовность его к пуску;
- порядок включения и выключения оборудования;
- оценку результатов пуска.

При описании работ по регулированию следует указать:

- последовательность проведения регулировочных операций, способы регулирования отдельных составных частей оборудования, пределы регулирования, применяемые контрольно-измерительные приборы, инструменты и приспособления;
- требования к состоянию оборудования при его регулировании (на ходу или при остановке и т. п.);
- порядок настройки и регулирования оборудования на заданный режим работы, а также продолжительность работы в этом режиме.

В описании работ по обкатке оборудования следует указать:

- порядок обкаточного режима;

- порядок проверки работы оборудования при обкатке; требования к соблюдению режима обкатки оборудования и приработки его деталей, продолжительность обкатки;

- параметры, измеряемые при обкатке, и изменение их значений.

При описании работ по оформлению приема смонтированного оборудования следует указать:

- данные контрольных вскрытий отдельных частей оборудования;

- результаты окончательного комплексного опробования и регулирования;

- данные в приложенных монтажных чертежах, схемах, справочной и другой технической документации;

- гарантии на смонтированное оборудование.

Акт подписывают лица, сдающие и принимающие оборудование.

2.3. Ввод оборудования в эксплуатацию

Принятое энергооборудование передается ОГЭ в соответствующий цех (подразделение) для его дальнейшей эксплуатации. При этом на оборудование масляной краской наносится инвентарный номер и заводится паспорт.

Нумерацию оборудования следует вести по порядково-серийной системе, позволяющей определять его принадлежность к определенной классификационной группе основных фондов. В этом случае в инвентарном номере первые две цифры берутся из ОКОФ, а следующие три цифры обозначают порядковый номер оборудования.

Инвентарные номера указываются в первичных документах, на основании которых отражается движение основных фондов (поступление, внутреннее перемещение, выбытие и т.д.).

Паспорт составляется на каждую единицу основного оборудования в одном экземпляре. Он содержит основные технические данные оборудования, сведения о его местонахождении, сведения о проведении плановых и аварийных ремонтов, которые записываются в хронологическом порядке.

Регулярное ведение записей в паспортах дает возможность оценивать техническое состояние основного оборудования, обоснованно и точно определять годовую потребность в сменных элементах (агрегатах, узлах, приборах) для замены изношенных.

Паспорта должны храниться в энергетических цехах в порядке инвентарных номеров оборудования. При перемещениях оборудования из одного цеха в другой соответственно передаются паспорта.

Закрепление оборудования за оперативным персоналом производит начальник цеха, который, являясь ответственным лицом за оборудование цеха, организует его правильную эксплуатацию, контроль своевременной и качественной смазки, регулировки, уборки и чистки оборудования, в том числе при передаче его в ремонт.

2.4. Организация эксплуатации оборудования

Эксплуатация оборудования должна осуществляться в соответствии с требованиями Правил технической эксплуатации (ПТЭ), Правил промышленной (производственной) безопасности (ППБ), ГОСТ и СНИП, в которых изложены основные организационные и технические требования к эксплуатации оборудования. Все действующие на предприятии нормативные технические документы по эксплуатации оборудования должны соответствовать требованиям указанных документов.

Вне зависимости от ведомственной принадлежности и форм собственности предприятий (государственные, акционерные, кооперативные, индивидуальные и т.д.) при использовании оборудования для выпуска продукции и оказания услуг на предприятии должна быть организована правильная эксплуатация оборудования, которая во многом определяет его исправность в течение всего срока службы.

Правильная эксплуатация оборудования предусматривает:

- разработку должностных и производственных инструкций для оперативного и оперативно-ремонтного персонала;
- правильный подбор и расстановку кадров;
- обучение всего персонала и проверку его знаний правил эксплуатации, производственной безопасности, должностных и производственных инструкций;
- содержание оборудования в исправном состоянии путем своевременного выполнения ТО и ППР;
- исключение выполнения оборудованием работ, отрицательно влияющих на окружающую среду;
- организацию достоверного учета и объективного анализа нарушений в работе оборудования, несчастных случаев и принятие мер по установлению причин их возникновения;
- выполнение предписаний органов Федерального надзора.

При совместной эксплуатации оборудования между арендодателем и арендатором заключается договор, в котором оговариваются конкретные обязанности по содержанию в исправном состоянии находящегося в их распоряжении оборудования, порядку его использования и ремонту.

Непосредственно эксплуатацию оборудования осуществляет оперативный персонал по месту нахождения оборудования.

Руководители подразделений, в подчинении которых находится оперативный и оперативно-ремонтный персонал, должны иметь техническую подготовку по соответствующему оборудованию, осуществлять профессиональное руководство и контроль работы подчиненного им персонала.

Перечень должностей инженерно-технического персонала утверждает руководитель предприятия.

Лица, не достигшие 18-летнего возраста, к работе на энергоустановках не допускаются. К самостоятельной работе не допускаются практиканты вузов и техникумов. Они могут находиться на рабочих местах только под надзором лица, имеющего соответствующую техническую подготовку.

До назначения на самостоятельную работу или при переходе на другую работу (должность), а также при перерыве в работе более одного года персонал обязан пройти медицинское освидетельствование и обучение на рабочем месте.

По окончании обучения должна быть проведена проверка знаний работников, после чего им присваивается соответствующая группа по безопасности.

После проверки знаний каждый работник должен пройти стажировку на рабочем месте продолжительностью не менее двух недель под руководством опытного работника, после чего он может быть допущен к самостоятельной работе. Допуск к стажировке и самостоятельной работе для инженерно-технического персонала оформляется распоряжением по предприятию, для рабочих - распоряжением по цеху.

Проверка знаний правил, должностных и производственных инструкций в соответствии с РД 03-444-02 производится:

- первичная - перед допуском к самостоятельной работе;
- очередная - один раз в год для оперативного и оперативно-ремонтного персонала, один раз в три года для инженерно-технического персонала;
- внеочередная - при нарушении работником правил и инструкций, по требованию руководителей энергетических цехов, ОГЭ или Федерального надзора.

Лица, не выдержавшие проверку знаний, проходят повторную проверку не ранее чем через 2 недели и не позднее чем через 1 месяц со дня последней проверки.

Лицо, получившее неудовлетворительную оценку при третьей проверке знаний, отстраняется от работы; договор с ним должен быть расторгнут вследствие его недостаточной квалификации.

Проверку знаний инженерно-технического персонала осуществляют комиссии с участием территориального инспектора Федерального надзора, остального персонала - комиссии, состав которых определяет руководитель

предприятия. Результат проверки знаний заносится в журнал определенной формы и подписывается всеми членами комиссии.

Персоналу, успешно прошедшему проверку знаний, выдается удостоверение установленной формы.

Использование оборудования на рабочем месте должно производиться в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя, приведенной в руководстве по эксплуатации (паспорте) соответствующего оборудования. При отсутствии заводской документации инструкции по эксплуатации оборудования необходимо разрабатывать непосредственно на предприятии.

Инструкции по эксплуатации должны содержать следующие сведения:

- порядок приема и сдачи смен, остановки и пуска оборудования, проведения ТО;
- перечисление мер, обеспечивающих бесперебойную, надежную и эффективную работу оборудования;
- перечисление характерных неисправностей, при которых оборудование должно быть остановлено;
- порядок остановки оборудования при аварийных ситуациях, перечень блокировочно-сигнализирующих устройств, отключающих оборудование, при аварии;
- требования по производственной безопасности, производственной санитарии и противопожарным мероприятиям.

Если имеется «Инструкция по рабочему месту», разработанная в соответствии с ГОСТ 2.601-68, то составление инструкций по эксплуатации не требуется.

В зависимости от характера производства, вида и назначения оборудования оно может закрепляться за оперативным и оперативно-ремонтным персоналом, который обязан:

- содержать оборудование в исправности, чистоте, своевременно производить его смазку, принимать меры по устранению неисправностей и предупреждать возможность их появления;

- соблюдать установленный режим работы оборудования;
- немедленно останавливать оборудование при появлении признака неисправностей, ведущих к выходу оборудования из строя или создающих опасность для здоровья или жизни людей;
- по контрольно-измерительным приборам, визуально и на слух следить за исправной работой оборудования;
- не допускать перегрузок, исключать вредное влияние работающего оборудования на строительные конструкции, повышенные вибрации, пролив жидкостей, течи, температурные воздействия и т. д.;
- контролировать циркуляцию смазки, степень нагрева подшипников, не допускать утечки масла. При прекращении подачи масла в системах, не имеющих блокировки, необходимо остановить оборудование и доложить о происшествии сменному мастеру.

Основной задачей оперативного персонала цеха является обеспечение бесперебойной работы оборудования путем постоянного и в полном объеме проведения ТО. Он несет персональную ответственность за поломки и отказы оборудования, возникшие по его вине.

Допускается использование оперативного и оперативно-ремонтного персонала на работах по переключению технологических схем, подготовке оборудования к ремонту, а также при проведении всех видов ремонтно-профилактических работ.

Мастер цеха обязан помогать оперативному персоналу совершенствовать производственные навыки по эксплуатации, предотвращению аварий и предупреждению преждевременного износа оборудования.

Мастер цеха контролирует соблюдение оперативным персоналом инструкции по эксплуатации оборудования, защитных приспособлений и устройств, ведет учет плановых и внеплановых ремонтов, аварий и поломок, участвует в составлении актов об авариях и разработке рекомендаций по их предупреждению, осуществляет технический надзор за консервацией неиспользуемого оборудования.

Передача оборудования от смены к смене производится под расписку в сменном журнале. При сдаче смены в сменный журнал по выявлению дефектов заносятся отказы и неисправности, имевшие место в течение смены, в том числе и устраненные.

Если оборудование временно не используется, то оно подлежит консервации и хранению на месте установки, а неустановленное - на складах. Перед консервацией оборудование очищают от загрязнений, сливают масла и охлаждающие жидкости, спускные краны и вентили оставляют в положении «Открыто».

Ответственность за неправильную эксплуатацию оборудования, тем более приведшую к отказам и авариям, несут непосредственные виновники в соответствии с действующим законодательством.

2.5. Сроки службы оборудования

Сроки службы оборудования - это календарная продолжительность (годы и месяцы) периода, в течение которого использование оборудования считается полезным. Сроки полезного использования основных фондов установлены постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 № 1. Согласно этому постановлению все основные фонды сведены в десять амортизационных групп, для каждой из которых установлены сроки службы, состав амортизационных групп представлен в табл. 2.1.

Для тех видов основных средств, которые не указаны в амортизационных группах, сроки полезного использования устанавливаются предприятиями самостоятельно в соответствии с техническими условиями или рекомендациями организаций-изготовителей.

Признано необходимым оборудование стоимостью до 10 000 руб. включительно в амортизационные группы не включать, сроки службы ему не устанавливать и расходование его осуществлять как малоценное оборудование и материалы (списывать как затраты на производство).

Таблица 2.1

Амортизационная группа	Срок полезного использования оборудования
1	Свыше 1 года до 2 лет включительно
2	Свыше 2 лет до 3 лет включительно
3	Свыше 3 лет до 5 лет включительно
4	Свыше 5 лет до 7 лет включительно
5	Свыше 7 лет до 10 лет включительно
6	Свыше 10 лет до 15 лет включительно
7	Свыше 15 лет до 20 лет включительно
8	Свыше 20 лет до 25 лет включительно
9	Свыше 25 лет до 30 лет включительно
10	Свыше 30 лет

Предприятия могут устанавливать иной лимит стоимости основных фондов, подлежащих единовременному списанию как затраты на производство, как превышающий 10 000 руб., так и ниже 10 000 руб.

Указанное выше постановление предоставляет предприятиям широкие права самостоятельно принимать решения по замене морально устаревшего и физически изношенного оборудования новым более производительным, обеспечивающим максимальную прибыль его использования.

2.6. Амортизация оборудования

Стоимость приобретенного оборудования за срок службы погашается посредством начисления амортизации.

Амортизация - это экономический механизм переноса стоимости оборудования на созданную при его участии продукцию (выполненные работы, оказанные услуги) и создания источника для простого воспроизводства.

Амортизируемым признается оборудование, которое находится у предприятия на праве собственности и используется им для извлечения дохода. К амортизируемому должно относиться оборудование первоначальной

стоимостью более 10 000 руб.

Из состава амортизируемого исключается оборудование:

- переданное (полученное) по договорам в безвозмездное пользование; переведенное по решению руководства организации на консервацию продолжительностью свыше трех месяцев;

- находящееся по решению руководства организации на реконструкции и модернизации продолжительностью свыше 12 месяцев.

При расконсервации оборудования амортизация по нему начисляется в порядке, действовавшем до момента консервации, а срок полезного использования продлевается на период нахождения оборудования на консервации.

Первоначальная (балансовая) стоимость оборудования определяется как сумма расходов на его приобретение, а в случае, если оборудование получено предприятием безвозмездно, - как сумма, в которую оценено такое оборудование с учетом расходов на доставку и доведение до состояния, в котором оно пригодно для использования, за исключением сумм налогов, подлежащих вычету.

Балансовой стоимостью оборудования, являющегося предметом лизинга, признается сумма расходов лизингодателя на его приобретение, сооружение, доставку и доведение до состояния, в котором оно пригодно для использования, за исключением сумм налогов.

При использовании предприятием оборудования собственного производства его первоначальная стоимость определяется как стоимость готового оборудования по первичному учету в бухгалтерии. Балансовая стоимость оборудования может изменяться в случаях его реконструкции и модернизации.

К работам по реконструкции и модернизации относятся работы, вызванные:

- изменением производственного или служебного назначения оборудования;

- повышением сроков его службы, технико-экономических показателей;
- осуществляемые по проекту реконструкции и модернизации оборудования в целях увеличения производственных мощностей, улучшения качества и изменения номенклатуры продукции.

Наиболее часто в практике предприятий применяется линейный способ начисления амортизации, при применении которого сумма начисленной за один месяц амортизации в отношении объекта амортизируемого оборудования определяется как произведение его первоначальной (балансовой) стоимости и нормы амортизации, определенной для данного объекта.

При этом норма амортизации по каждому объекту амортизируемого оборудования определяется по формуле:

$$K = (1/n) \times 100\%,$$

где K - норма амортизации в процентах к первоначальной (балансовой)

стоимости объекта амортизируемого оборудования,

n - срок полезного использования данного объекта амортизируемого оборудования, выраженный в месяцах.

Амортизационные отчисления производятся в течение всего срока использования оборудования и таким образом переносятся на издержки производства и обращения.

В случае списания оборудования до истечения нормативного срока службы недоначисленные суммы амортизационных отчислений списываются за счет остающейся в распоряжении предприятия прибыли, чтобы общая сумма амортизационных отчислений полностью возмещала балансовую стоимость оборудования.

Все оборудование, выработавшее амортизационный срок и утратившее полезное использование, подлежит снятию с эксплуатации и списанию. Для списания оборудования на предприятии приказом руководителя создается постоянно действующая комиссия в следующем составе: заместитель руководителя предприятия - главный инженер, главный энергетик, главный

бухгалтер (бухгалтер) и руководитель подразделения по принадлежности оборудования.

Если самортизированное оборудование остается в эксплуатации, в акте комиссии указывается срок в месяцах, на который продлевается эксплуатация оборудования. Акт утверждается руководителем предприятия.

2.7. Хранение оборудования

Оборудование, не используемое по прямому назначению, подлежит хранению.

Для хранения оборудования предприятия обязаны заблаговременно подготовить складские помещения и навесы, предохраняющие оборудование от порчи и потери начальных форм, свойств и качеств его элементов, а также от влияния атмосферных осадков и других вредных воздействий внешней среды.

Складские помещения, навесы и площадки следует обеспечить надежным отводом грунтовых и поверхностных вод; проезды и проходы к указанным помещениям и площадкам тщательно очистить.

Хранение оборудования следует организовать так, чтобы к нему был свободный доступ для осмотра и обслуживания.

Склады, навесы и другие устройства для хранения оборудования должны иметь механизмы, приспособления и инструменты для выполнения операций по разгрузке и хранению оборудования в соответствии с Инструкцией о порядке приемки, хранения и консервации материальных ценностей, утвержденной руководителем предприятия.

Техническое обслуживание оборудования осуществляется в течение всего периода хранения, включающего подготовку к хранению, непосредственное хранение и снятие с хранения. Основные операции ТО в процессе подготовки оборудования к хранению включают:

- очистку, мойку, смену масла, смазку подшипников и другие работы по техническому уходу за оборудованием;

- снятие с оборудования деталей и сборочных единиц, которые следует хранить в специально оборудованных закрытых складских помещениях;
- закрытие отверстий после снятия деталей и сборочных единиц;
- нанесение защитной смазки на поверхности трущихся деталей; установку оборудования на подкладки, лежни;
- подкраску мест с поврежденными лакокрасочными покрытиями.

С целью предотвращения коррозии оборудования, особенно первой группы по способу хранения, его консервацию необходимо производить в соответствии с ГОСТ 13168-69 или согласно техническим условиям (ТУ) на соответствующие изделия.

Оборудование, наиболее подверженное влиянию влаги, следует располагать ближе к центру навеса. Упаковочные материалы (стружка, бумага) в ящиках должны быть сухими. Отсыревшие упаковочные материалы следует удалять и заменять новыми.

Все болтовые соединения необходимо густо смазать. Крышки масленок механизмов следует повернуть с расчетом выхода некоторого количества смазки из подшипников; в случае отсутствия смазки в масленках или недостаточного ее количества - дополнить.

При отсутствии масленок смазку следует нагнетать путем временного навинчивания соответствующей масленки. После нагнетания смазки все отверстия масленок необходимо закрыть деревянными пробками.

При хранении механизмов необходимо следить за сохранностью шеек валов, осей и других трущихся поверхностей. Нельзя допускать хранения деталей, имеющих обработанные поверхности, без соответствующей защиты их смазкой или окраской.

2.8. Выбытие оборудования

Выбытие оборудования может происходить по следующим причинам:

- списание по срокам полезного использования (нормам амортизации);

списание по моральному и физическому износу; продажа;

- передача другой организации;

- ликвидация при авариях, стихийных бедствиях и других чрезвычайных ситуациях.

Согласно Налоговому кодексу РФ российским предприятиям предоставлено право самостоятельно списывать все устаревшее морально или физически оборудование, эксплуатация которого не приносит реального дохода. Расходы на ликвидацию выбывающего из эксплуатации оборудования, включая суммы недоначисленной амортизации, если это имело место, признаются внереализационными расходами и относятся на себестоимость выпускаемой продукции (услуг).

Списание оборудования осуществляет комиссия, назначаемая руководителем организации, в состав которой входят: главный инженер (заместитель руководителя предприятия), начальник цеха (руководитель структурного подразделения), главный энергетик, главный бухгалтер (бухгалтер) предприятия.

Комиссия производит осмотр оборудования, подлежащего списанию, устанавливает его непригодность к дальнейшему использованию, причины списания (физический или моральный износ), устанавливает возможность использования отдельных агрегатов узлов и деталей, производит их оценку.

Результаты принятого комиссией решения оформляются актом о списании (форма № ОС-4). Акт утверждает руководитель организации.

Детали, узлы и агрегаты демонтированного оборудования, пригодные для ремонта аналогичного оборудования, приходятся по рыночной стоимости на дату списания. Негодные детали, узлы и агрегаты приходятся как вторичное сырье.

В бухгалтерии на оборотной стороне акта указываются сведения о затратах, связанных со списанием оборудования, и стоимости годных деталей, узлов и агрегатов, а также определяется финансовый результат. На основании оформленного акта в инвентарной карточке или инвентарной книге делается

отметка о выбытии оборудования с указанием причины и даты. Соответствующая отметка делается и в инвентарном списке по месту бывшего нахождения оборудования. После этого оборудование считается списанным.

3. ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ

3.1. Содержание и планирование работ по техническому обслуживанию

Техническое обслуживание является основным и решающим профилактическим мероприятием, необходимым для обеспечения надежной работы оборудования между плановыми ремонтами и сокращения общего объема ремонтных работ. Оно предусматривает надзор за работой оборудования, уход за оборудованием, содержание оборудования в исправном состоянии, проведение плановых технических осмотров, технических регулировок, промывок, чисток, продувок и т. д. Техническое обслуживание проводится и в процессе работы оборудования с использованием перерывов, нерабочих дней и смен. Допускается кратковременная остановка оборудования (отключение сетей) в соответствии с местными инструкциями.

Техническое обслуживание производится в соответствии с инструкцией завода-изготовителя или ПТЭ. При отсутствии заводской документации инструкции по ТО должны разрабатываться и утверждаться непосредственно на предприятии. Если в «Инструкции по рабочему месту» отражены вопросы ТО, то составление других инструкций не требуется.

Техническое обслуживание может быть регламентированным и нерегламентированным. В состав нерегламентированного ТО входят надзор за работой оборудования, эксплуатационный уход, содержание оборудования в исправном состоянии, включающие:

- соблюдение условий эксплуатации и режима работы оборудования в соответствии с инструкций завода-изготовителя;

- загрузку оборудования в соответствии с паспортными данными, недопущение перегрузки оборудования, кроме случаев, оговоренных в инструкции по эксплуатации;

- строгое соблюдение установленных при данных условиях эксплуатации режимов работы электросетей и всех систем трубопроводов;

- поддержание необходимого режима охлаждения деталей и узлов оборудования, подверженных повышенному нагреву;

- ежесменную смазку, наружную чистку и уборку эксплуатируемого оборудования и помещений;

- строгое соблюдение порядка останова энергетических агрегатов, установленного инструкцией по эксплуатации завода-изготовителя, исключение и отключение электросетей и всех систем трубопроводов;

- немедленную остановку оборудования в случае нарушений его нормальной работы, ведущих к выходу оборудования из строя, принятие мер по выявлению и устранению таких нарушений;

- выявление степени изношенности легкодоступных для осмотра узлов и деталей и их своевременную замену;

- проверку нагрева контактных и трущихся поверхностей, проверку состояния масляных и охлаждающих систем, продувку и дренаж трубопроводов и специальных устройств;

- проверку исправности заземлений, отсутствия подтекания жидкостей и пропуска газов, состояния тепловой изоляции и противокоррозионной защиты, состояния ограждающих устройств и т. д.

Все обнаруженные при нерегламентированном ТО неисправности в работе оборудования должны быть зафиксированы бригадами в «Сменном журнале по учету выявленных дефектов и работ технического обслуживания» и устранены в кратчайшие сроки силами оперативного и оперативно-ремонтного персонала. Старшие мастера и мастера смен обязаны регулярно просматривать записи в сменном журнале и принимать меры по устранению указанных в нем неисправностей.

Регламентированное ТО проводится с установленной в эксплуатационной документации периодичностью, меньшей периодичности текущего ремонта наименьшего ранга.

Продолжительность и трудоемкость регламентированного ТО не могут превышать аналогичные показатели для текущего ремонта наименьшей сложности.

Регламентированное ТО проводится по графикам, разработанным энергослужбой предприятия на основе ПТЭ и инструкций заводов - изготовителей энергетического оборудования.

Регламентированное ТО реализуется в форме плановых ТО (возможно, различных видов), а также плановых технических осмотров, проверок, испытаний.

Плановые ТО назначаются как самостоятельные операции лишь для отдельных видов энергетического оборудования и сетей с относительно большой трудоемкостью работ. В ходе планового ТО проводят контроль (диагностирование) оборудования, регулировки механизмов, чистку, смазку, продувку, добавку или смену изоляционных материалов и смазочных масел, выявляют дефекты эксплуатации и нарушения правил безопасности, уточняют составы и объемы работ, подлежащих выполнению при очередном капитальном или текущем ремонте.

Обнаруженные при плановом ТО отклонения от нормального состояния оборудования, не требующие немедленной остановки для их устранения, должны быть занесены в «Ремонтный журнал». Дефекты узлов и деталей, которые при дальнейшей эксплуатации оборудования могут нарушить его работоспособность или безопасность условий труда, должны немедленно устраняться.

Частным случаем регламентированного ТО являются плановые технические осмотры энергетического оборудования, проводимые инженерно-техническим персоналом энергетических служб с целью:

- проверки полноты и качества выполнения оперативным и оперативно-

ремонтным персоналом операций по ТО энергетического оборудования;

- выявления неисправностей, которые могут привести к поломке или аварийному выходу оборудования из строя;

- установления технического состояния наиболее ответственных деталей и узлов машин и уточнения объема и вида предстоящего ремонта.

Проверки (испытания) как самостоятельные операции планируются лишь для особо ответственного энергетического оборудования. Их цель - контроль эксплуатационной надежности и безопасности оборудования и сетей в период между двумя очередными плановыми ремонтами, своевременное обнаружение и предупреждение возникновения аварийной ситуации, например, испытания электрической прочности и измерения сопротивлений электрической изоляции, испытания на плотность и прочность сосудов и трубопроводов.

Периодичность и состав проверок диктуются соответствующими правилами и инструкциями. Кроме того, в ряде случаев предусматриваются проверки для контроля точностных параметров, регламентируемых технологическими требованиями (проверки выходных параметров преобразователей для некоторых видов производств, проверки степени неуравновешенности роторов электродвигателей для прецизионного оборудования). В этом случае они носят название проверок на точность.

В состав проверок могут включаться небольшие объемы регулировочных и наладочных работ. Для большей части оборудования и сетей проверки не планируются в качестве самостоятельных операций, а входят в состав плановых ремонтов. Объем проверок, как правило, должен включать в себя производство всех операций осмотра.

3.2. Организация работ по техническому обслуживанию

Методическое руководство ТО, контроль технического состояния оборудования и сетей энергохозяйства осуществляет ОГЭ. Перечни операций

ТО, графики плановых технических осмотров, проверок, испытаний энергооборудования и т. п. разрабатываются также отделом главного энергетика.

Рекомендуется следующая форма организации ТО энергетического оборудования и сетей:

- все виды работ по ТО основного и вспомогательного оборудования общезаводского энергетического хозяйства и общезаводских сетей, кроме технических испытаний, выполняются оперативным и оперативно-ремонтным персоналом ОГЭ;

- все виды ТО (кроме испытаний) энергооборудования технологических цехов выполняются производственным и дежурным ремонтным персоналом этих цехов;

- технические испытания энергооборудования, кроме вентиляционных установок и котлов, выполняются центральной заводской лабораторией по испытаниям энергоустановок, подчиненной ОГЭ, или специализированными организациями по договору;

- технические испытания вентиляционных установок выполняются вентиляционным бюро ОГМ (ОГЭ) или специализированными подрядными организациями по договору;

- технические испытания котлов необходимо проводить с привлечением специализированных пуско-наладочных подрядных организаций.

К оперативному персоналу энергетической службы относятся: дежурные электроподстанций, машинисты котельных, компрессорных, насосных, кислородных установок, машинисты кондиционеров и т. д., обеспечивающие выработку, распределение, преобразование и учет всех видов энергии и энергоносителей, контроль и необходимую регулировку их параметров, контроль режимов работы энергетических установок. Оперативный персонал выполняет операции нерегламентированного ТО. Когда это не отвлекает оперативный персонал от выполнения основных функций и не запрещается правилами безопасности обслуживания соответствующих установок, он может

выполнять полный или частичный объем работ по регламентированному ТО.

В соответствии с выполняемыми функциями численность оперативного персонала определяется на основании штатного расписания и соответствующих инструкций, ПТЭ и ППБ.

Оперативно-ремонтный персонал энергохозяйства предприятия обеспечивает выполнение работ регламентированного ТО энергетического оборудования и сетей, закрепленных за ним, и участвует в их ремонте.

К оперативно-ремонтному персоналу относятся ремонтники-электрики, слесари механообработки, ремонтники газового оборудования и сетей, слесари-сантехники, как входящие в состав ремонтно-эксплуатационных бригад, так и закрепленные за отдельными видами энергетического оборудования.

В табл. 3.1 приведены укрупненные нормативы трудозатрат на регламентированное ТО по видам оборудования (в человеко-часах трудоемкости технического обслуживания на каждые 100 человеко-часов трудоемкости капитального и текущего ремонта).

Таблица 3.1

Нормативы трудозатрат на регламентированное техническое обслуживание

Вид оборудования	Нормативы трудозатрат на техническое обслуживание, чел. -ч на 100 чел. -ч ремонта
Электротехническое оборудование и электрические машины	7
Котельное и теплосиловое оборудование (котлы паровые и водогрейные, паровые турбины, котлы-утилизаторы и т.д.)	10
Компрессорное и насосное оборудование	9
Трубопроводные сети и сооружения: наружные внутренние	9
Воздуховоды, дымососы, вентиляторы, дефлекторы, зонты, вытяжные шкафы, укрытия, местные отсосы, калориферы и т. д.	3
Рукавные и кассетные фильтры, циклоны, скрубберы, пылеуловители, оросительные камеры и т. д.	13

Нормативы табл. 3.1 могут использоваться для ориентировочной оценки

потребности в оперативно-ремонтном персонале для выполнения работ по регламентированному ТО энергетического оборудования на предприятии.

Нормативы трудозатрат на проведение испытаний энергетического оборудования приведены в табл. 3.2 (в человеко-часах на единицу измерения).

Таблица 3.2

Нормативы трудозатрат на проведение технических испытаний
энергетического оборудования и сетей

Вид технических испытаний	Единица измерения	Нормативы трудозатрат, чел.-ч на единицу измерения
1	2	3
Измерения специальные: измерения переходных сопротивлений постоянному току контактов аппаратов и шин распределительных устройств:		
закрытых	10 контактов	5,5
открытых	То же	9,5
фазировка электрической линии или трансформатора с сетью напряжением, кВ:		
до 1,0	1 фазировка	2,0
от 1,0 до 10,0	То же	3,5
более 10,0	То же	4,5
Определение места повреждения кабеля с прожигом	1 повреждение	24,0
Испытания повышенным напряжением:		
кабелей напряжением до 1 кВ	1 кабель	2,5
распределительных устройств и кабелей напряжением от 1,0 до 10 кВ	1 испытание	13,5
распределительных устройств и кабелей напряжением от 10,0 до 35 кВ	То же	26,0
защитных средств	То же	0,5
изоляции проводов и кабелей (измерение мегомметром)	10 присоединений	4,5
Проверка заземляющих средств:		
измерение сопротивления растеканию контура защитного заземления	1 контур	10,0
измерение сопротивления растеканию очага защитного заземления	1 очаг	3,5
проверка наличия цепи между заземлителями и заземляющими элементами	10 точек	1,0

Продолжение таблицы 3.2

1	2	3
определение удельного сопротивления грунта	1 измерение	6,0
замер полного сопротивления петли фаза-нуль-токоприемник	1 токоприемник	1,1
технические испытания электрических машин и аппаратов, кроме трансформаторов	15 чел.-ч ремонта	0,4
Технические испытания трансформатором	То же	0,8
Наладка электросхем технологического оборудования	То же	1,0
Гидравлическое испытание трубопроводов (включая осмотр)	50 чел.-ч ремонта	2,5
Технические испытания вентиляционных установок	То же	0,4

3.3. Техническая диагностика оборудования

Техническое диагностирование (ТД) - элемент ППР, позволяющий изучать и устанавливать признаки неисправности (работоспособности) оборудования, устанавливать методы и средства, при помощи которых дается заключение (ставится диагноз) о наличии (отсутствии) неисправностей (дефектов). Действуя на основе изучения динамики изменения показателей технического состояния оборудования, ГД решает вопросы прогнозирования (предвидения) остаточного ресурса и безотказной работы оборудования в течение определенного промежутка времени.

Техническая диагностика исходит из положения, что любое оборудование или его составная часть может быть в двух состояниях - исправном и неисправном. Исправное оборудование всегда работоспособно, оно отвечает всем требованиям ТУ, установленным заводом-изготовителем. Неисправное (дефектное) оборудование может быть как работоспособно, так и неработоспособно, т. е. в состоянии отказа.

Оборудование может отказать в связи с изменением внешней среды и по причине физического износа деталей, находящихся как снаружи, так и внутри оборудования. Отказы являются следствием износа или разрегулировки узлов.

Техническая диагностика направлена в основном на поиск и анализ

внутренних причин отказа. Наружные причины определяются визуально, при помощи измерительного инструмента, несложных приспособлений.

Методы, средства и рациональная последовательность поиска внутренних причин отказа зависят от сложности конструкции оборудования, от технических показателей, определяющих его состояние. Особенность ТД состоит в том, что она измеряет и определяет техническое состояние оборудования и его составных частей в процессе эксплуатации, направляет свои усилия на поиск дефектов.

По величине дефектов составных частей (агрегатов, узлов и деталей) можно определить работоспособность оборудования. Зная техническое состояние отдельных частей оборудования на момент диагностирования и величину дефекта, при котором нарушается его работоспособность, можно предсказать срок безотказной работы оборудования до очередного планового ремонта, предусмотренного нормативами периодичности Системы ППР, а также необходимость их корректировки.

Заложенные в основу ППР нормативы периодичности являются опытно усредненными величинами, установленными так, чтобы ремонтные периоды были кратными и привязанными к календарному планированию основного производства (год, квартал, месяц).

Любые усредненные величины имеют свой существенный недостаток: даже при наличии ряда уточняющих коэффициентов они не дают полной объективной оценки технического состояния оборудования и необходимости вывода в плановый ремонт. Почти всегда присутствуют два лишних варианта: остаточный ресурс оборудования далеко не исчерпан, остаточный ресурс не обеспечивает безаварийную работу до очередного планового ремонта. Оба варианта не обеспечивают требование Федерального закона (№ 57-ФЗ) об установлении сроков полезного использования основных фондов путем объективной оценки потребности его постановки в ремонт или вывода из дальнейшей эксплуатации.

Объективным методом оценки потребности оборудования в ремонте

является постоянный или периодический контроль за техническим состоянием объекта с проведением ремонтов лишь в случае, когда износ деталей и узлов достиг предельной величины, не гарантирующей безопасной, безотказной и экономичной эксплуатации оборудования. Такой контроль может быть достигнут средствами ТД, а сам метод становится составной частью Системы ППР (контроля).

Другой задачей ТД является прогнозирование остаточного ресурса оборудования и установления срока его безотказной работы без ремонта (особенно капитального), то есть корректировка структуры ремонтного цикла.

Техническое диагностирование успешно решает эти задачи, при любой стратегии ремонта, особенно стратегии по техническому состоянию оборудования. В соответствии с этой стратегией работы по поддержанию и восстановлению работоспособности оборудования и его составных частей должны осуществляться на основе технического диагностирования оборудования.

Техническое диагностирование является объективным методом оценки технического состояния оборудования с целью определения наличия или отсутствия дефектов и сроков проведения ремонта, в том числе прогнозирования технического состояния оборудования и корректировки нормативов периодичности ремонта (особенно капитального).

Основным принципом диагностирования является сравнение регламентированного значения параметра с фактическим при помощи средств диагностики. Под параметром понимается характеристика оборудования, отображающая физическую величину его функционирования или технического состояния.

Целями технического диагностирования являются:

- контроль параметров функционирования, т.е. хода технологического процесса, с целью его оптимизации;
- контроль изменяющихся в процессе эксплуатации параметров технического состояния оборудования, сравнение их фактических значений с

предельными значениями и определение необходимости проведения ТО и ремонта;

- прогнозирование ресурса (срока службы) оборудования, агрегатов и узлов с целью их замены или вывода в ремонт.

Прогнозирование периодичности текущего и, особенно, капитального ремонта оборудования возможно лишь при одновременном техническом диагностировании всех или большинства его составных частей.

Как показывает опыт, наиболее эффективное использование преимуществ ТД достигается тогда, когда на предприятии функционирует специальная задача «Диагностика оборудования», обеспеченная компьютерной техникой.

Несмотря на большое разнообразие применяемых для диагностирования оборудования приборов, монтажных схем датчиков, их конструкторского исполнения и т. д., как показывает отечественный и мировой опыт, подходы к внедрению ТД в практику остаются общими. В приложении 8 кратко рассмотрена методика и приведен один из общих способов организации ТД на предприятии.

3.4. Финансирование работ по техническому обслуживанию

Финансирование работ по нерегламентированному ТО энергетического оборудования и сетей производится из цеховых расходов на обслуживание производства и управления.

Плановые затраты на регламентированное ТО энергетического оборудования и сетей оплачиваются из средств резерва на ремонт. Нормативы трудозатрат на регламентированное ТО приведены в табл. 3.1 и 3.2, а средние тарифные разряды работ даны в табл. 3.3.

Расход материалов в денежном выражении может быть принят в размере 2-5 % к расходу материалов на капитальный ремонт энергетического оборудования и сетей.

Таблица 3.3

Средние тарифные разряды работ при техническом обслуживании
энергетического оборудования

Вид оборудования	Вид профессии	
	Электромонтер, разряд	слесарь, разряд
Силовые трансформаторы напряжением, кВ: до 110	4	-
свыше 110	5	-
РУ и оборудование РУ: высокого напряжения	6	-
низкого напряжения	4	-
Кабельные и воздушные сети высокого напряжения	5; 6	-
Кабельные и воздушные сети низкого напряжения и сети заземления	4; 5	-
Цеховые электрические сети (силовые и осветительные)	3; 5	-
Машины постоянного тока мощностью свыше 200 кВт	5; 6	-
Высоковольтные электродвигатели	4; 6	-
Электродвигатели низкого напряжения	3; 5	-
Аппаратура управления и защиты электроприборов технологического оборудования с программным управлением, следящим приводом, элементами электроники и многоприводного оборудования (пять и более электродвигателей)	5; 6	-
Электропроводка и аппаратура прочего технологического оборудования и аппараты низкого напряжения	4; 6	-
Машины и оборудование контактной электросварки (шовные, многоточечные)	5	-
Оборудование электросварочное (прочее)	4	-
Электроизмерительные приборы	5	-
Котлы и котельное вспомогательное оборудование	-	4; 5
Компрессоры	-	5
Плазменные печи	-	4
Электропривод координатно-расточных резьбозубо-обрабатывающих станков	5; 6	-
Оборудование электрофизических и электрохимических методов обработки, ультразвуковое и высокочастотное	5; 6	-
Насосы	-	3; 5
Холодильное оборудование	-	5
Трубопроводные сети, бойлеры, оборудование ЦТП	-	3; 5
Вентиляционное оборудование	-	4
Газовое оборудование	-	4; 5
Средства связи и сигнализации	5; 6	-

Примечание. Средние тарифные разряды работ установлены на основании «Единого тарифно-квалификационного справочника работ и профессий рабочих», М., 1988 г.

Цеховые расходы исчисляются в процентах к основной заработной плате работников на общих основаниях в размерах, установленных техпромфинпланом предприятия.

4. РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ

4.1. Методы, стратегии и организационные формы ремонта

Плановые ремонты являются основным видом управления техническим состоянием и восстановлением ресурса оборудования. Плановые ремонты реализуются в виде текущих и капитальных ремонтов оборудования.

Текущий ремонт (Т) - это ремонт, осуществляемый для восстановления работоспособности оборудования и состоящий в замене и (или) восстановлении его отдельных составных частей.

В зависимости от конструктивных особенностей оборудования, характера и объема проводимых работ текущие ремонты могут подразделяться на первый текущий ремонт (T_1), второй текущий ремонт (T_2) и т. д. Перечень обязательных работ, подлежащих выполнению при текущем ремонте, должен быть определен в ремонтной документации энергетического цеха (подразделения).

При текущем ремонте, как правило, выполняются:

- работы регламентированного ТО;
- замена (или восстановление) отдельных узлов и деталей,
- ремонт футеровок и противокоррозионных покрытий; ревизия оборудования; проверка на точность;
- ревизия арматуры и другие работы примерно такой же степени сложности.

Капитальный ремонт (К) - ремонт, выполняемый для обеспечения исправности и полного или близкого к полному восстановления ресурса оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, включая

базовые (под базовой понимают основную часть оборудования, предназначенную для компоновки и установки на нее других составных частей). Послеремонтный ресурс оборудования должен составлять не менее 80% ресурса нового оборудования.

В объем капитального ремонта входят следующие работы:

- объем работ текущего ремонта;
- замена или восстановление всех изношенных агрегатов, узлов и деталей;
- полная или частичная замена изоляции, футеровки;
- выверка и центровка оборудования;
- послеремонтные испытания.

Для выполнения капитального ремонта на предприятии должны иметься технические условия на каждое наименование ремонтируемого оборудования.

Перечни типовых работ при капитальном и текущем ремонтах основных наименований оборудования приведены в приложении.

На капитальный и текущий ремонты оборудования составляются Ведомости дефектов (форма 3) и Сметы затрат (форма 4). Ведомости дефектов составляется на основе ТУ и типовой номенклатуры ремонтных работ. Ведомость дефектов подписывается начальником и мастером цеха.

Специфической разновидностью планового капитального ремонта является остановочный ремонт. Остановочный ремонт - это капитальный ремонт энергетического оборудования, инженерных сооружений, сетей и коммуникаций, осуществление которого возможно только при полной остановке и прекращении выпуска продукции (энергии) предприятием, производством, цехом и (или) особо важным объектом.

Во время остановочного ремонта выполняются также работы по подключению к действующим коммуникациям вновь смонтированного оборудования, по подготовке действующих коммуникаций для последующего подключения нового оборудования в период между остановочными ремонтами.

При проведении остановочного ремонта должны быть выполнены работы по техническому освидетельствованию и испытанию оборудования,

подконтрольного органам Федерального надзора в соответствии с требованиями действующих правил и инструкций.

Устранение непредвиденных инцидентов и аварий оборудования осуществляется в ходе внеплановых ремонтов. Постановка оборудования на внеплановый ремонт производится без предварительного назначения.

При проведении внепланового ремонта заменяются (или восстанавливаются) только те элементы, которые явились причиной отказа или в которых выявлено прогрессирующее развитие дефекта. Основной задачей внепланового ремонта является восстановление работоспособности оборудования и скорейшее возобновление энергетического процесса (если он был прерван).

Внеплановые ремонты проводятся на основании распоряжения руководителя структурного подразделения по представлению мастера (энергетика) цеха.

Ремонт энергетического оборудования может осуществляться с применением следующих стратегий ремонта:

- регламентированная (I);
- смешанная (II);
- по техническому состоянию (III);
- по потребности (IV).

Сущность стратегии регламентированного ремонта заключается в том, что ремонт выполняется с периодичностью и в объеме, установленном в эксплуатационной документации независимо от технического состояния составных частей оборудования в момент начала ремонта.

Сущность смешанной стратегии ремонта заключается в том, что ремонт выполняется с периодичностью, установленной в НТД, а объем операций восстановления формируется на основе требований эксплуатационной документации с учетом технического состояния основных частей оборудования.

Сущность стратегии ремонта по техническому состоянию заключается в

том, что контроль технического состояния выполняется с периодичностью и в объеме, установленном в НТД, а момент начала ремонта и объем восстановления определяется техническим состоянием составных частей оборудования.

Сущность стратегии ремонта по потребности заключается в том, что ремонт оборудования производится только в случае отказа или повреждения составных частей оборудования.

Стратегия I применяется для обеспечения ремонта оборудования, эксплуатация которого связана с повышенной опасностью для обслуживающего персонала, в том числе оборудования, подконтрольного органам Федерального надзора.

На основании стратегии II обеспечивается ремонт всего остального основного и неосновного оборудования предприятия.

По решению руководства предприятия часть неосновного оборудования (вспомогательное оборудование) может быть переведена на ремонт по техническому состоянию (стратегия III). Перечень такого оборудования составляется начальниками энергетических цехов совместно с представителями ремонтной службы и утверждается главным инженером предприятия.

Стратегия IV рекомендуется к применению на оборудовании первой амортизационной группы. Она частично реализуется в форме внеплановых ремонтов после отказов.

Ремонт оборудования производится в соответствии с действующим на предприятии Положением о планово-предупредительном ремонте оборудования.

С капитальным ремонтом может быть совмещена модернизация оборудования. При модернизации оборудования решаются следующие задачи:

- увеличение мощности и энергетического оборудования;
- автоматизации энергетических процессов и энергетических объектов;
- удешевление и упрощение эксплуатации;
- повышение эксплуатационной надежности, удешевление ремонта;

- улучшение условий труда и повышение безопасности работы.

Выбор объектов, определение технической направленности и объемов модернизации оборудования осуществляются Техническим советом предприятия.

Модернизация энергетического оборудования производится на основании Проекта модернизации энергетического объекта, утвержденного руководителем предприятия. Руководителем модернизации энергетического оборудования является главный энергетик. Затраты на модернизацию в стоимость капитального ремонта не входят, а относятся на увеличение стоимости оборудования и погашаются амортизацией.

Ремонт и модернизация, связанные с восстановлением или изменением несущих металлоконструкций оборудования, должны производиться по технологии, согласованной с заводом-изготовителем, и в присутствии представителей Федерального надзора.

Для повышения эффективности ремонтного производства на предприятии должны применяться прогрессивные формы и методы ремонта: рассредоточенный, фирменный, централизованный и другие.

Наиболее эффективной формой организации ремонта является централизованная, при которой текущий и капитальный ремонт осуществляется специализированными подразделениями самого предприятия или подрядной организации. Централизация ремонтной службы достигается:

- подчинением всех ремонтных сил и средств предприятия одному должностному лицу (главному инженеру - заместителю руководителя предприятия);

- организацией специализированных ремонтных участков (бригад) по ремонту однотипного оборудования;

- организацией изготовления узкой номенклатуры деталей несложной конструкции. Ответственные детали следует приобретать по договорам у заводов - изготовителей соответствующего оборудования.

При организации труда ремонтных рабочих следует ориентироваться на

специализированные бригады. Предпочтение следует отдавать комплексным специализированным бригадам, работающим на единый наряд с оплатой по конечным результатам.

Наиболее перспективным методом ремонта оборудования является агрегатный (агрегатно-узловой), при котором неисправные агрегаты и узлы заменяются новыми или отремонтированными с использованием деталей заводского изготовления.

Фирменный метод ремонта - это ремонт, который выполняется заводом - изготовителем оборудования или фирмой, которая специализируется на ремонте такого оборудования.

Распределенный метод капитального ремонта - это ремонт, при котором восстановление ресурса оборудования осуществляется в течение нескольких этапов, приуроченных к периодичности текущего ремонта.

Агрегатный и распределенный методы ремонта особенно успешно реализуются при внедрении на предприятиях средств технической диагностики.

Ремонт оборудования может осуществляться собственными силами предприятий, эксплуатирующими оборудование, сторонними специализированными ремонтными предприятиями, а также заводами - изготовителями оборудования. Оптимальный удельный вес каждой из перечисленных организационных форм ремонта для каждого конкретного предприятия зависит от многих факторов: развитости собственной ремонтной базы, ее оснащенности, удаленности от предприятий - изготовителей оборудования, специализированных ремонтных организаций (фирм), финансовых возможностей предприятия.

На крупных промышленных предприятиях (с годовой трудоемкостью ремонтных работ более 1 млн. чел.-ч) ремонт энергооборудования собственными силами осуществляют ремонтные цеха по видам оборудования под общим руководством начальников цехов. Эти цеха выполняют капитальный ремонт оборудования, агрегатов и узлов к ним, изготавливают быстроизнашивающиеся детали, в отдельных случаях выполняют текущий

ремонт сложного оборудования силами специализированных участков и бригад.

Специализированные бригады обычно ориентированы на ремонт одного - двух типов оборудования, комплексные - многих типов. Специализированные ремонтные бригады, как правило, включают в себя оперативных дежурных, ремонтников-электриков, слесарей-сантехников ремонтников газового оборудования и сетей, ремонтников вентиляционной аппаратуры и т.д. Специализированные бригады предпочтительнее для крупных предприятий с развитой энергоремонтной службой. Эти бригады специализируются на выполнении ремонтно-восстановительных работ по конкретному типу оборудования. Из состава специализированных бригад выделяются дежурные электрики и дежурные сантехники, которые устраняют мелкие неисправности в работе общезаводского энергооборудования, контролируют соблюдение оперативным персоналом ПТЭ и ПШБ.

На средних предприятиях (с годовой трудоемкостью ремонтных работ от 300 тыс. до 1 млн. чел.-ч) создаются комплексные бригады, например: бригады оперативных дежурных, бригада слесарей-ремонтников всех специальностей, бригада ремонтников-электриков, бригада ремонтников-станочников. Комплексные бригады выполняют ремонтные работы для широкой номенклатуры оборудования и участвуют в выполнении отдельных наиболее сложных операций текущего ремонта, а также - по скользящим графикам - ТО.

На малых предприятиях и в организациях выполнение ремонтно-профилактических работ на энергооборудование возлагается на дежурных электриков, дежурных сантехников и (реже) на дежурных ремонтников газового хозяйства.

Выполнение работ технического освидетельствования, проверок и испытаний осуществляется по договорам с местными органами Федерального надзора.

4.2. Ремонтные нормативы

К числу основных ремонтных нормативов, необходимых для планирования и проведения ремонтов энергетического оборудования, относятся периодичность, продолжительность и трудоемкость текущего и капитального ремонта.

Периодичность ремонта

Периодичность ремонта - интервал наработки энергооборудования в часах между окончанием данного вида ремонта и началом последующего такого же ремонта или другого ремонта большей (меньшей) сложности.

Наработка энергетического оборудования измеряется количеством отработанных часов (машиночасов). Учет работы в часах на предприятии ведется только по основному оборудованию (котлы, турбины, электрические печи, блоки разделения воздуха и т. п.). Нарботка неосновного оборудования учитывается по наработке основного оборудования, работу которого оно обеспечивает.

Периодичность остановок оборудования на текущий и капитальный ремонты принимается на основе показателей надежности оборудования и определяется сроками службы и техническим состоянием агрегатов и узлов оборудования.

Периодичность капитального ремонта определяет длительность ремонтного цикла энергетического оборудования, в течение которого выполняются в определенной последовательности в соответствии с требованиями НТД все установленные виды ремонта. В частном случае началом отсчета ремонтного цикла может быть начало эксплуатации оборудования.

Периодичность остановок оборудования на текущий и капитальный ремонт принята в машиночасах работы и увязана с календарным планированием (месяц, год). При непрерывной трехсменной работе максимальная наработка энергооборудования в месяц составляет 720 ч, в год -

8640 ч.

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

± 20 % - для текущего ремонта;

± 15 % - для капитального ремонта.

Отклонения более указанных или замена одного вида ремонта другим допускаются только по решению руководителя энергослужбы предприятия.

Продолжительность ремонта

Продолжительность ремонта - регламентированный интервал времени (в часах) от момента вывода энергетического оборудования из эксплуатации для проведения планового ремонта до момента его ввода в эксплуатацию в нормальном режиме.

Продолжительность простоя оборудования в ремонте включает в себя время на подготовку оборудования к ремонту, собственно ремонт, на пуск и опробование отремонтированного оборудования.

Продолжительность ремонта для энергетического оборудования рассчитывается исходя из максимально возможного количества ремонтников, одновременно задействованных на ремонте единицы энергооборудования.

Началом ремонта энергооборудования считается время отключения его от энергетических сетей или вывода его в ремонт из резерва после разрешения руководства энергетической службы предприятия.

Окончанием ремонта считается включение оборудования под нагрузку для нормальной эксплуатации (или вывода его в резерв) после испытания под нагрузкой в течение 24 ч.

Испытания под нагрузкой в продолжительность ремонта не входят, если в процессе испытания отремонтированное энергооборудование работало нормально.

При модернизации оборудования продолжительность выполнения капитального ремонта увеличивается на время, необходимое для выполнения

объема работ по модернизации.

На предприятиях, где фактическая продолжительность ремонта меньше, чем предусмотрено нормативами, ремонтные работы должны планироваться по достигнутым показателям. При этом не должно допускаться снижение качества ремонта или выполнение ремонтных работ в неполном объеме.

При ремонте энергокомплекса (агрегата) продолжительность ремонта устанавливается по наиболее сложному оборудованию, имеющему максимальную продолжительность ремонта. Если ремонт энергокомплекса не вызывает ограничения потребителей и не снижает надежности энергоснабжения, то продолжительность его ремонта может быть установлена исходя из условия наиболее рациональной загрузки ремонтного персонала.

Трудоемкость ремонта

Трудоемкость ремонта - трудозатраты на проведение одного ремонта данного вида, выраженные в человеко-часах.

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

Нормативные значения трудоемкости приняты исходя из следующих организационно-технических условий проведения ремонта:

- в период, предшествующий остановке оборудования на ремонт, производится максимально возможный объем подготовительных работ;
- как при текущем, так и при капитальном ремонтах широко практикуется замена неисправных агрегатов, узлов и изношенных деталей на исправные вместо их восстановления непосредственно на оборудовании;
- максимально используются грузоподъемные и транспортирующие средства, специализированный инструмент и другие средства механизации

тяжелых и трудоемких работ.

Нормативная трудоемкость учитывает труд слесарей, станочников, монтажников, электрогазосварщиков, газорезчиков и ремонтников других специальностей, а также оперативного и оперативно-ремонтного персонала, привлекаемого для проведения подготовительно- заключительных и ремонтных работ.

Нормативная трудоемкость охватывает следующие работы и операции:

- подготовительные операции, непосредственно связанные с проведением ремонта энергооборудования, в том числе выполнение мероприятий, предусмотренных правилами промышленной и пожарной безопасности;

- все виды ремонтных работ со строповкой, перемещением агрегатов, узлов и деталей в пределах помещения, где выполняется ремонт;

- разборку (и сборку) энергооборудования на агрегаты, приборы, узлы и детали с последующей дефектовкой;

- замену неисправных агрегатов, узлов, приборов и изношенных деталей;

- разборку (и сборку) отдельных агрегатов и узлов с заменой деталей и выполнением необходимых ремонтных операций;

- станочные работы;

- разборочно-сборочные, обмуровочные, теплоизоляционные, пропиточные, сварочные, слесарно-пригоночные, регулировочные и другие слесарные работы;

- заключительные операции.

Нормативами трудоемкости учтено также время на регламентированный отдых и личные надобности ремонтного персонала в период выполнения ремонта.

Ориентировочная трудоемкость станочных работ по изготовлению и восстановлению деталей определяется на основании численных значений станочных работ в структуре трудозатрат на ремонт оборудования (табл. 4.1).

Практика восстановления и изготовления деталей в ремонтно-механических цехах производственных предприятий показывает, что их

качество в 1,5-2,0 раза ниже, чем на машиностроительных заводах. Во всех случаях целесообразно ориентироваться на приобретение деталей у заводов - изготовителей основного оборудования.

В зависимости от объема приобретения запасных частей различных источников, оснащенности собственных механических цехов и других факторов трудоемкость станочных работ может быть изменена. Для этого ОГЭ представляет на утверждение главному инженеру необходимые расчеты.

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

Таблица 4.1

Структура трудозатрат на ремонт оборудования, %

Оборудование	Капитальный ремонт			Текущий ремонт		
	Слесарные (электрослесарные) работы	Станочные работы	Прочие работы	Слесарные (электрослесарные) работы	Станочные работы	Прочие работы
1	2	3	4	5	6	7
Вентиляционные установки	73	19	8	82	10	8
Высокочастотные установки, электрошкафы к печам, выпрямители к электрическим ваннам	81	8	11	82	5	13
Газодувки	73	19	8	87	8	5
Газогенераторы	80	11	9	89	6	5
Гидроциклоны	75	9	16	79	3	18
Генераторы и преобразователи сварочные	87	5	8	86	4	10

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7
Дымососы	73	19	8	82	10	8
Компрессоры	81	13	6	87	6	7
Конвейеры ленточные и скребковые	77	14	9	85	6	9
Краны подъемные с электрическим приводом (всех типов)	80	10	10	76	7	17
Котлы водяные и паровые (котлы-утилизаторы)	70	8	22	82	2	16
Лебедки	74	17	9	84	8	8
Маломощные трансформаторы для местного освещения и полей управления	88	2	10	90	-	10
Машины и установки для контактной электросварки	80	8	12	82	4	14
Насосы, компрессорно-холодильное оборудование	80	12	8	88	5	7
Оборудование кислородных установок, вспомогательное оборудование компрессорных станций	72	7	21	76	4	22
Оборудование ацетиленовых станций, нагнетателей	83	12	5	86	8	6
Оборудование установок разделения газа	68	6	26	82	4	14
Осветительная арматура	89	-	11	80	-	20
Печи	63	12	25	69	6	25
Печные трансформаторы	82	3	15	80	2	18
Питатели	74	16	10	81	9	10
Подогреватели	72	10	18	72	6	22
Распределительные устройства (сборки, панели, щиты, шинопроводы), кабельные сети, воздушные линии, сети заземления и цеховые электрические сети	80	-	20	80	-	20
Сосуды с подвижными и неподвижными внутренними устройствами	62	10	28	73	7	20
Сосуды разные	54	10	36	64	6	30
Трансформаторы силовые тока и напряжения	87	3	10	88	2	10
Турбокомпрессоры	76	16	8	87	6	7
Теплосиловое оборудование и трубопроводы	87	6	7	90	3	7

Продолжение таблицы 4.1

1	2	3	4	5	6	7
Фильтры барабанные	82	12	6	90	5	5
Фильтры дисковые	82	11	7	90	5	5
Фильтры ленточные, тарельчатые и карусельные	78	12	10	90	5	5
Фильтры листовые гравитационные	78	10	12	90	5	5
Фильтры патронные автоматизированные	75	10	15	88	4	8
Холодильники с вращающимися барабанами	80	10	10	93	4	3
Электроаппараты распределительных устройств с электромагнитным ручным или механическим управлением	78	12	10	78	8	14
Электродвигатели и электрические машины всех типов	80	9	И	84	4	12
Электроаппаратура с электромагнитным ручным и механическим управлением	80	10	10	82	6	12
Электроаппаратура и электропроводка металлорежущих станков, кузнечно-прессового, литейного и деревообрабатывающего оборудования	80	8	12	87	5	12
Электрошкафы, станции управления, пульта	80	7	13	86	—	14
Электротехническая часть подъемно-транспортного оборудования	77	10	13	78	7	15
Электродвигатели и электрованны, в том числе:						
электрическая часть	79	8	13	78	7	15
механическая часть	80	12	8	78	7	15
футеровка	84	12	4	87	7	6
Воздуходувки	84	12	4	88	7	5
Оборудование химической подготовки воды (деаэраторы, осветители, водоподготовительные установки и т. д.)	65	10	25	82	8	10

При выполнении ремонтных работ в условиях, отличных от указанных, нормативы трудоемкости уточняются в соответствии с приведенными ниже коэффициентами (к):

Условия проведения ремонта	k
В полевых условиях (в карьерах, разрезах), на открытых и непригодных площадках	1,20
При температуре окружающей среды, °С:	
от + 5 до -10 и выше+30	1,10
от -11 до -20 и выше +40	1,25
ниже-20	1,40
Для оборудования, срок службы которого превысил нормативный:	
на 10-30%	1,10
31-60%	1,20
61-100%	1,30
> 100 %	1,45

Приведенные нормативы трудоемкости являются максимально допустимыми (с учетом поправочных коэффициентов). На предприятиях, достигших более прогрессивных значений трудоемкости при соблюдении технологии ремонта, трудоемкость ремонта планируется по достигнутым показателям.

Отделы труда и заработной платы предприятий должны периодически проверять соответствие фактических трудозатрат нормативным и вносить предложения о необходимости их уточнения.

При отсутствии в нормативных разделах Справочника оборудования с технической характеристикой, полностью соответствующей данному оборудованию, допускается пользоваться ремонтными нормативами на оборудование того же наименования и типа с наиболее близкой к искомому технической характеристикой.

4.3. Планирование ремонтных работ

Основными документами по планированию ремонта оборудования являются:

ведомость годовых затрат на ремонты (форма 9); годовой план-график ППР оборудования (форма 7); месячный план-график-отчет ППР (форма 8) или месячный отчет о ремонтах (форма 8А).

Ведомость годовых затрат на ремонт оборудования разрабатывается ОГЭ на основе проектов годовых план-графиков ремонта оборудования энергетических цехов, нормативов затрат на ремонт и сметной документации на текущий и капитальный ремонты. Причем учитывается реальное техническое состояние оборудования и величина ремонтного фонда ОГЭ.

Проект ведомостей затрат цеха с разбивкой по кварталам составляют мастера энергетических цехов (заместители начальников цехов по производству) и направляют в ОГЭ предприятия, предварительно подписав у начальников цехов.

На основании цеховых проектов ведомостей затрат на ремонты по всем цехам ОГЭ составляет ведомость годовых затрат на ремонт по ОГЭ предприятия, которую подписывает начальник ОГЭ и направляет в планово-экономический отдел предприятия к 15 января года, предшествующего планируемому. Допускается представление проектов затрат цехов непосредственно в планово-экономический отдел.

Общая сумма годовых затрат на ремонты не должна превышать величину ремонтного фонда.

Годовые планы-графики ППР оборудования составляются мастерами энергетических цехов, которые согласовывают их с другими службами предприятия и представляют в трех экземплярах в ОГЭ к 10 ноября года, предшествующего планируемому.

Представленные годовые планы-графики подписываются главным энергетиком, согласовываются с главным механиком и производственным

отделом и утверждаются главным инженером предприятия. Один экземпляр утвержденных графиков ОГЭ направляет в ОГМ, другие - в энергетические цеха. Один экземпляр остается в ОГЭ для контроля.

В годовые планы-графики ППР включается все оборудование, подлежащее ремонту в планируемом году.

Месячные планы-графики-отчеты ремонта составляют мастера (энергетики) энергетических цехов на основе годовых планов-графиков ремонта оборудования, согласовывают их со службами производства и представляют на утверждение главному энергетiku за десять дней до конца месяца, предшествующего планируемому.

Календарные сроки ремонта неосновного оборудования по месячному плану-графику-отчету, как правило, приурочиваются к срокам ремонта основного оборудования, работу которого оно обеспечивает.

Утвержденные месячные графики ремонта не позднее, чем за неделю до начала планируемого месяца, направляются в энергетические цеха по принадлежности и являются для них планом-заданием на предстоящий месяц. Они же являются и отчетным документом о производственной деятельности оперативно-ремонтного и ремонтного персонала.

Дополнительно к месячному плану-графику-отчету ремонта энергетического оборудования в цехах разрабатываются следующие графики: графики регламентированного ТО энергетического оборудования, контрольно-измерительных приборов и автоматики (КИПиА).

Ответственность за выполнение годового и месячного планов-графиков ремонта оборудования возлагается на начальника энергетического цеха.

Годовые и месячные графики ППР могут быть разработаны на основе ремонтных нормативов [1].

В зависимости от условий работы и с учетом технического состояния оборудования рассчитываются следующие отклонения от норматива периодичности ремонта:

±20% - для текущего ремонта;

±15% - для капитального ремонта.

Перепробег сложного энергетического оборудования, подконтрольного Федеральному надзору, не разрешается.

Отклонения более указанных выше или замена одного вида ремонта другим допускается с разрешения лица, утвердившего график, и только после тщательной проверки технического состояния оборудования и составления акта на изменение календарного срока ремонта (форма 10).

Планирование капитального ремонта оборудования в цехах предусматривает оформление (разработку) следующих документов:

- заявка на капитальный ремонт. Заявка подается в третьем квартале года, предшествующего планируемому;

- ведомость дефектов (форма 3). При проведении модернизации в ведомость дефектов включаются проводимые при этом работы;

- смета затрат (форма 4);

- заявка на запасные части и материалы;

- акт на сдачу оборудования в капитальный ремонт (форма 5);

- акт на выдачу оборудования из капитального ремонта (форма 6);

- акт на изменение календарного срока ремонта по форме 10 (при необходимости);

- документы, подтверждающие качество установленных запасных частей и материалов.

На проведение остановочного (наиболее сложного) ремонта оборудования составляются сетевые (линейные) графики ремонта.

Планирование текущего ремонта включает составление ведомости дефектов, сметы затрат и заявки на запасные части и материалы.

Мероприятия по обеспечению безопасного ведения ремонтных работ определяются и оформляются непосредственно перед началом ремонта в виде выдачи разрешения на проведение огневых, газоопасных и др. работ, согласно действующим инструкциям.

Практикой установлено, что стоимость капитального ремонта не может

быть выше 30-35 % цены нового оборудования без НДС.

4.4. Подготовка производства ремонтных работ

Для производства ремонтных работ необходима следующая подготовка: исполнителей ремонта, технической документации, ремонтных мощностей и материалов.

Подготовка исполнителей ремонта

Общее количество ремонтных рабочих, необходимое для выполнения предстоящего ремонта, определяется количеством подлежащего ремонту оборудования, трудоемкостью ремонта каждой единицы оборудования, продолжительностью ремонта и принятым режимом проведения ремонтных работ на предприятии (количество смен, их продолжительность).

Среднесменное количество ремонтных рабочих $r_{p,см}$, необходимых для выполнения предстоящего ремонта суммарной трудоемкостью A_p при планируемой продолжительности простоя $T_{пр}$, определяется по выражению:

$$r_{p,см} = \frac{A_p \cdot 24}{T_{пр} \cdot n_{см} \cdot t_{см}}, \quad (4.1)$$

где $t_{см}$ и $n_{см}$ - соответственно, длительность одной ремонтной смены и их количество в течение одних суток.

Величина $\frac{24}{n_{см} \cdot t_{см}}$ является показателем использования календарного времени суток непосредственно для ремонтных работ на данном оборудовании.

Потребность в исполнителях определенных специальностей и уровня квалификации (разрядов) определяется составом и характером ремонтно-технических операций предстоящего ремонта.

Для эффективной работы ремонтного персонала руководителем ремонта должны быть приняты меры, обеспечивающие применение бригадной формы организации труда и подготовку рабочих мест.

Организация производственных бригад должна осуществляться с

соблюдением следующих основных требований:

- бригада должна выполнять весь технологический процесс ремонта оборудования или его отдельную самостоятельную часть;

- результаты работы бригады и ее отдельных участников должны поддаваться количественной оценке и учету.

Требования к персоналу для проведения ремонтных работ и порядку его подготовки (обучение, стажировка) во многом аналогичны требованиям применительно к эксплуатационному персоналу.

Для производства ремонтных работ по каждому наименованию основного оборудования дополнительно должна быть подготовлена следующая техническая документация: паспорт оборудования, чертежи, схемы, протоколы экспресс-испытаний, сметы затрат и чертежи изготавливаемых деталей.

Подготовка производственных мощностей

Производственная структура ремонтных цехов и участков по ремонту оборудования должна полностью обеспечивать выполнение работ по плановым ремонтам и изготовлению быстроизнашиваемых деталей.

На производственных участках организуются рабочие места. Рабочие места ремонтных рабочих подразделяются на индивидуальные (обслуживаемые одним рабочим) и групповые, на которых работают несколько рабочих, например, слесарно-монтажный участок теплосилового цеха.

Под рабочим местом понимается зона трудовой деятельности одного или нескольких исполнителей, оснащенная необходимыми средствами и предметами труда, размещенными в определенном порядке.

Рабочие места ремонтных рабочих должны планироваться с таким расчетом, чтобы обеспечить работающему наиболее благоприятные условия для выполнения функциональных обязанностей, а именно:

- удобство рабочей позы и смену поз во время работы;
- организацию наиболее коротких и рациональных движений;
- равномерную и одновременную загрузку обеих рук;
- наличие сидений при положении «сидя» или «сидя» - «стоя»;

- оптимальную индивидуальную освещенность рабочей зоны, исключая блики и попадание на зрачок исполнителя прямых световых лучей;

- наличие поддерживающих или подъемно-транспортных устройств для перемещения тяжелых предметов;

- рациональное размещение предметов, ожидающих обработки и обработанных, а также инструментов и приспособлений.

Условия труда на рабочих местах в закрытых помещениях должны соответствовать следующим нормативам:

- температура воздуха 18-20 °С;

- влажность воздуха 40-60 %;

- кратность обмена воздуха 1:1.

Рабочие места должны быть укомплектованы высокопроизводительным инструментом, технологической оснасткой, механизмами.

В обязанности рабочих всех категорий входит поддержание чистоты и порядка на своем рабочем месте. В конце каждой смены рабочие должны убирать свое рабочее место, оборудование (станок, верстак), оснастку, инструмент и приспособления.

На крупных предприятиях для ремонта электродвигателей и электротехнического оборудования создается электроремонтный цех и для оборудования тепло- и водоснабжения - объединенный энергетический ремонтный цех или отдельные участки ремонта в составе цеха теплоснабжения (пароснабжения), парокотельного цеха или теплоэлектроцентрали (ТЭЦ), цеха водоснабжения, канализации и т. д.

Ремонт средств связи, кабельных сетей, радиоустройств, средств газификации, сигнализации и т.д. выполняют бригады по техническому обслуживанию и ремонту соответствующего оборудования. Работы по техническому обслуживанию и ремонту устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) обычно выполняются в цехах по месту установки этих устройств. Рабочим местом в этом случае могут быть:

- помещение релейного щита или щита управления;
- электрические шкафы и сборки по месту установки оборудования.

Перечень участков и рекомендуемого оборудования приведены в табл. 4.2, нормы удельных площадей на единицу оборудования - в табл. 4.3, складских помещений - в табл. 4.4 и вспомогательных помещений - в табл. 4.5.

Таблица 4.2

Рекомендуемый перечень оборудования электроремонтного цеха

Оборудование	№ чертежа	Краткая техническая характеристика
1	2	3
Разборочно-сборочный участок		
Камера для обдува электродвигателей воздухом	Черт. №5СД-187-798	Габариты, мм 1800×1900×2085
Печь для выжигания изоляции	Черт. №6СД-319-002	Габариты, мм 2400×1800×1800, температура печи до 600°С
Установка для выемки обмоток и статора	Черт. №5СД-187-115	Габариты, мм 2050×1300×1200
Стол с поворотным диском	Черт. № 5СД-026-098а	Габариты, мм 1260×830×950
Тумба для сборки крупногабаритного оборудования	Черт. № 5СД-043-035	Габариты, мм 1020×1020×600
Моечно-сушильный шкаф	Черт. №9-4190 ПК	Габариты, мм 1500×1300×1900
Установка для запрессовки и выпрессовки	Черт. № 6СД-746-001	Габариты, мм 1850×550×1450
Балансировочный станок	9715	Балансировка деталей массой до 100 кг
Приспособление для статической балансировки	Черт. №5СД-487-551	Габариты, мм 1270×1100×840
Ванна для подогрева подшипников	Черт. № 5СД-357-041	Габариты, мм 440×560×750; температура нагрева 90°С
Стол решетчатый с нижним отсосом*	Черт. № 5СД-026-058	Габариты, мм 1030×1030×600
Установка для расшивки фазных роторов*	Черт. №СД-104-220	Габариты, мм 1600×1100×950
Пресс механический кривошипный	КД-2322	Усилие 16 тс (160 кН)
Настольно-сверлильный станок*	2М112	Наибольший диаметр сверления 12 мм
Точильно-шлифовальный станок	3Б634	Диаметр шлифовального круга 400 мм

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3
Намоточный участок		
Стол для обмоточных работ с поворотным диском	Черт. № 021-114	Габариты, мм 2000×1000×860
Намоточный станок	ТТ-22	Сечение провода, мм ² : круглого - 6; фасонного - 8
Электромонтажный участок		
Настольно-сверлильный станок	2МП2	Наибольший диаметр сверления 12 мм
Точильно-шлифовальный станок	ЗБ634	Диаметр шлифовального круга 400 мм
Малярный участок		
Окрасочно-распылительная камера	Черт. № 22-571	Габариты, мм 3660×3700
Станок для рядовой намотки каркасных и бескаркасных катушек	СРМ-05	Диаметр провода 0,2-0,3 мм Наибольший диаметр катушки 200 мм
Щетка механическая*	Черт № 5СД-578-003	-
Ванна для лужения концов*	Черт. № СП П-414-0000	Габариты, мм 400×500×2000
Плита с электрообогревом*	Черт. № 17869-3	Температура нагрева 120°С
Универсальный изолировочный станок	Черт. № ППО-2437	Габариты, мм 2180×1200×1300
Шкаф для травления медного провода*	Черт. 5813	Габариты, мм 900×800×1900
Установка для пайки концов провода*	Черт. № 6СД-402-000	Габариты 255×136×100
Станок для растяжки секций*	Черт. № 5СД-487-119	Габариты, мм 800×700×600
Установка для снятия изоляции с концов кабеля*	Черт. 211-202-76	Габариты, мм 1200×600×400
Бандажировочный станок	Черт. ОПЗ-42-93	Габариты, мм 1800×1100×1650
Установка для формовки пазовых коробочек*	Черт. № 5СД-478-265	Габариты, мм 1800×1000×800
Станок для навивки индукторов	ТТ-23	Диаметр планшайбы 1300
Печь для нагрева миканита*	Черт. № 869-3	Температура нагрева 120°С
Пропиточно-сушильный участок		
Печь сушильная для сушки обмоток	Черт. № 3СД-971-000	Температура в рабочей камере 125-250°С. Габариты камеры, мм 2530×2040×37255

Продолжение таблицы 4.2

1	2	3
Бак для пропитки обмоток	Черт.№ 5СД-357-040	Габариты, мм 1650×1380×1200
Ванна масляная с вытяжным шкафом*	Черт. 72093	Габариты, мм 1300×1200×1200
Стол решетчатый с ванной для стекания*	Черт. № 5СД-029-000	Габариты, мм 1300×1000×400
Шкаф для хранения лаков и растворителей*	Черт. № 5СД-352-000	Габариты, мм 1200×600×2700
Бак для хранения лака во время чистки пропиточного бака*	Черт. № 5СД-389-002	Габариты, мм 0800×1325
Контрольно-испытательный участок		
Стол для установки испытываемых электродвигателей	Черт. №5СД -026-0 16	Позволяет одновременно подключать 12 электродвигателей
Контрольно-испытательная установка для испытания машин переменного тока и трансформаторов	КИУ-1 Магм,	Проверка асинхронных двигателей мощностью до 400 кВт, сварочных трансформаторов со сварочным током до 500 А
Стенд для прокрутки электродвигателей на холостом ходу	Черт. № 161995	Мощность электродвигателя до 100 кВт
Стенд для испытания электродвигателей постоянного и переменного тока	Черт. № 161963	То же
Аппарат для испытания диэлектриков*	АИП-70	»
Аппарат для испытания изоляции машин низкого напряжения и полюсных катушек*	В405-3	Нет данных
Электромашинный преобразователь	А02-81-4 11-82	»
Электромашинный преобразователь	А02-91-4 11-Э1	»
Слесарно-сварочный участок		
Шинотрубогиб универсальный	УП1ТМ	Сечение шин 10×100 мм, диаметр труб 60 мм
Машина трубогибочная	ГСТМ-21М	Диаметр изгибаемых труб 25-60 мм
Пресс гидравлический правильно-запрессовочный одностоечный	116330	Усилие 100 тс (1МН)
Ножницы листовые гильотинные	113118	Наибольшая толщина разрезаемого листа 6,3 мм
Машина листогибочная с поворотной гибкой балкой	11211-4	Наибольшая толщина изгибаемого листа 2,5 мм

Продолжение табл.4.2

1	2	3
Абразивно-отрезной настольный станок*	8220	Диаметр круга 200 мм
Сварочный трансформатор*	ТД502У2	Номинальный сварочный ток 500 А
Машина для точечной контактной сварки	МТ251	Диапазон толщин свариваемых изделий 1:1 мм
Комплект автогенной аппаратуры для газовой резки и сварки металлов	К402	До 10 мм
Механический участок		
Токарно-винторезный станок	16К20	Наибольший размер обрабатываемой детали 400×710 мм
Токарно-винторезный станок	1М63	Наибольший размер обрабатываемой детали 630×1400 мм
Вертикально-сверлильный станок	211118	Наибольший диаметр сверления 18 мм
Вертикально-сверлильный станок	211135	Наибольший диаметр сверления 35 мм

Примечание. Оборудование, отмеченное знаком *, является дополнительным.

Таблица 4.3

Нормы удельных производственных площадей электроремонтного цеха

Оборудование	Удельная производственная площадь, м ² на физическую единицу оборудования или рабочее место
Металлорежущее	12
Разборочно-сборочного участка	10
Намоточное	11
Пропиточно-сушильное	10
Контрольно-испытательное	80
Малярного участка	70
Электронно-заготовительное	35
Сварочное	12

Таблица 4.4

Нормы площадей складских помещений электроремонтного цеха

Складское помещение	Площадь, % от производственных площадей
Инструментально-раздаточная кладовая	1,7
Материальная кладовая	2
Кладовая запасных деталей ремонтируемого оборудования	1,7
Кладовая оборудования, поступившего на ремонт	3,3
Комплектовочная кладовая	1,8
Кладовая отремонтированного оборудования	3,8
Кладовая механика	0,5
Кладовая хозяйственных материалов	0,7
Кладовая горюче-смазочных материалов	0,5

Таблица 4.5

Нормы вспомогательных и подсобных площадей в % от производственных площадей

Вспомогательная	Подсобная
3,0-4,0	10-12

Перечень участков, которые создаются в объединенном энергетическом ремонтном цехе, и оборудования для ремонта теплотехнического оборудования приведены в табл. 4.6, а нормы удельных площадей на единицу оборудования - в табл. 4.7.

На небольших предприятиях создаются участки по ремонту электротехнического, котельного и теплосилового оборудования. Ремонт котельного и теплосилового оборудования производится, как правило, на месте установки оборудования. В таблице 4.6 приведен рекомендуемый перечень.

Таблица 4.6

Рекомендуемый перечень оборудования энергоремонтного цеха

Оборудование	Тип, модель или № чертежа	Краткая техническая характеристика
1	2	3
Разборочно-сборочный участок		
Автоматизированная моечная машина	030-696	Размер загрузочной камеры, мм 1000х1200х900
Рихтовочная плита	нет данных	Размер 2000х1500 мм
Разметочная плита	нет данных	Размер 1500х1000 мм
Балансировочный станок	9715	Балансировка деталей массой до 100 кг
Приспособление для статической балансировки*	Черт. №5СД-187-551	Габариты, мм 1270х1100х840
Вертикально-сверлильный станок	211125	Наибольший диаметр сверления 25 мм
Настольно-сверлильный станок*	2М112	Наибольший диаметр сверления 12 мм
Точильно-шлифовальный станок*	ЗБ634	Диаметр шлифовального круга 400 мм
Выпрямитель сварочный*	ВД-50243	Номинальный сварочный ток 500 А
Отрезной круглопильный автомат	8А641	Наибольший диаметр разрезаемого материала 160 мм
Резьбонарезной отрезной станок для труб (переносной)	5999Д	Диаметр нарезаемой резьбы: трубная 1/2 -3", метрическая М27
Машина трубогибочная	ГСТМ-21М	Диаметр изгибаемых труб 25 - 60 мм
Машина трубогибочная с механическим приводом	ПА3430	Диаметр изгибаемых труб 40-100 мм
Пресс гидравлический для прессования изделий из пластмассы	ЛБ-2428	Усилие 63 тс
Установка для сварки полиэтиленовых труб	УСПТ-250	Диаметр свариваемых труб 100-250 мм
Трансформатор сварочный*	ТД-502У2	Номинальный сварочный ток 500 А
Машина для стыковой контактной сварки	МС-1602	Наибольшее сечение свариваемого изделия 1000 мм
Комплекс автогенной аппаратуры для газовой резки и сварки металлов	К402	Нет данных
Точильно-шлифовальный станок*	ЗБ634	Диаметр шлифовального круга 400 мм

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3
Механический участок		
Токарно-винторезный станок	16K20	Наибольшие размеры обрабатываемого изделия, мм: 0400x710
Токарно-винторезный станок	16K25	0500x1000
Токарно-винторезный станок	1M63	0630x1400
Вертикально-сверлильный станок	211118	Наибольший диаметр сверления 18 мм
Вертикально-сверлильный станок	211135	Наибольший диаметр сверления 35 мм
Радиально-сверлильный станок	2M55	Наибольший диаметр сверления 50 мм
Универсальный круглошлифовальный станок	3У131	Наибольшие диаметры установленного изделия 280x700 мм
Плоскошлифовальный станок	3Д722	Размеры стола 320x1000 мм
Универсальный заточный станок	3В642	Наибольшие размеры установленного изделия 250x630 мм
Универсальный горизонтально-фрезерный станок	6Р83	Размеры стола 400x1600 мм
Ножовочная пила*	8Б72	Наибольший диаметр разрезаемого материала 250 мм
Слесарно-монтажный участок		
Образивно-отрезной станок*	8А240	Диаметр круга 400 мм
Настольно-сверлильный станок*	2М112	Наибольший диаметр сверления 12 мм
Точильно-шлифовальный станок*	3Б634	Диаметр шлифовального круга 400 мм
Вентиляционный участок		
Ножницы листовые гильотинные	113116	Наибольшая толщина разрезаемого листа 6,3 мм
Ножницы высечные	11593	Наибольшая толщина высекаемого листа 4 мм
Машина листогибочная с поворотной гибкой балкой	М2116	Толщина сгибаемого листа 4 мм
Механический участок		
Машина листогибочная трехвалковая	ИА2214	Тоже 2,5 мм
Механизм для двухсторонней забортовки фланцев воздухопроводов	ВМС-57	Диаметр воздухопроводов 165-1200мм
Ножницы ручные	11-970	Толщина листа до 10 мм

Продолжение таблицы 4.6

1	2	3
Ножницы высечные	ВМС-105	Наибольшая толщина разрезаемого листа 4 мм
Зиг-машина	И2714А	Наибольшая толщина обрабатываемого материала 2,5 мм
Абразивно-отрезной настольный станок	8220	Диаметр круга 200 мм
Абразивно-отрезной станок	8А240	Диаметр круга 400 мм
Настольно-сверлильный станок	2М112	Наибольший диаметр сверления 12 мм
Точильно-шлифовальный станок	ЗБ634	Диаметр шлифовального круга 400 мм

Примечание. Оборудование, отмеченное знаком *, является дополнительным.

Таблица 4.7

Нормы удельных площадей на физическую единицу оборудования (или рабочее место) ремонтных участков энергоремонтного цеха

Группа оборудования	Удельная производственная площадь, м' на физическую единицу оборудования или рабочее место
Металлорежущее	15
Разборочно-сборочного участка	15
Трубозаготовительного участка	10
Вентиляционного участка	15
Слесарное рабочее место	10
Малярного участка	10
Дополнительное	6

Примечания

1. При необходимости допускается увеличение удельной производственной площадки вентиляционного и трубозаготовительного участков до 25 м².

2. При определении площадей ремонтных участков энергоремонтного цеха по данным нормам площадь вспомогательных помещений, включая складские

помещения, определяется в размере 25 % от производственной площади.

Каждый ремонтный участок должен быть обеспечен необходимыми производственными площадями, оборудованием и технологической оснасткой.

Техническая подготовка

Техническая подготовка ремонта включает:

- составление и передачу ремонтным цехам и отдельным участкам планов работ на планируемый год и отдельно по месяцам;

- ознакомление с переданными планами ремонта, ремонтной документацией, а также порядком выполнения ремонта каждого вида оборудования в отдельности;

- согласование с производственными цехами и подразделениями конкретной даты и времени остановки каждой единицы ремонтируемого основного оборудования. В связи с тем, что комплектующее оборудование ремонтируется одновременно с основным, необходимо согласовывать сроки его готовности к общей комплектовке;

- разработку последовательности этапов и графика ремонта каждой единицы оборудования;

- участие в разработке сетевых графиков капитального ремонта сложного оборудования;

- разработку и согласование календарных планов привлечения специалистов ОГМ и сторонних организаций;

- согласование обеспечения сложных ремонтных работ необходимыми подъемно-транспортными средствами;

- согласование времени поставки и комплектности сменных элементов для обеспечения ремонта оборудования агрегатно-узловым методом.

Конструкторская подготовка

Конструкторская подготовка ремонтных работ заключается в обеспечении ремонтной службы предприятия необходимыми чертежами и технической документацией и производится по следующим направлениям:

- разработка собственными силами чертежей на нестандартизованные

средства механизации ремонтных работ и изготовления (восстановления) деталей;

- приобретение у организаций - калькодержателей технической документации на изготовление технологической оснастки и средств механизации ремонтных работ;

- получение от заводов-изготовителей рабочих чертежей на отдельные агрегаты, узлы и детали;

- передача выполнения наиболее сложных и крупных чертежей по разработке средств механизации проектно-конструкторским организациям.

Конструкторская разработка ремонтной документации должна осуществляться на основе требований Единой системы конструкторской документации (ЕСКД), состоящей из комплекса государственных стандартов для установления правил и положений выполнения, оформления и обращения конструкторской документации, разрабатываемой и применяемой организациями и предприятиями страны.

Технологическая подготовка

Технологическая подготовка ремонтных работ заключается в заблаговременном обеспечении ремонтной службы следующей документацией:

- ТУ на капитальный ремонт оборудования;
- перечнями типовых ремонтных работ, выполняемых при текущем и капитальном ремонтах оборудования;
- картами технологических процессов восстановления деталей;
- альбомами чертежей деталей, подлежащих изготовлению в планируемом периоде.

Технические условия на капитальный ремонт являются основной категорией ремонтной документации, без которых невозможен качественный ремонт оборудования. Этот документ регламентирует технические требования, параметры и показатели, которым должно соответствовать оборудование после ремонта, а также определяет номенклатуру ремонтных работ, порядок и методы их выполнения.

Согласно ЕСКД допускается разработка индивидуальных ТУ на конкретную единицу оборудования и групповых (на комплекс, линию, установку и т. д.).

В ТУ излагаются общие сведения об устройстве и назначении оборудования, его техническая характеристика, основные положения организации ремонта, технология ремонта отдельных агрегатов, узлов и деталей, допуски и посадки при восстановлении деталей, методы контроля и испытания.

Карты технологических процессов составляются на те способы восстановления деталей, которые реально используются на предприятии.

Технологическая подготовка ремонта предусматривает оснащение рабочих мест нестандартизованным оборудованием, технологической оснасткой, приспособлениями, инструментом и т. д.

Каждый ремонтный участок должен заблаговременно оснащаться необходимыми подъемно-транспортными средствами, специальной оснасткой, средствами механизации выполнения отдельных ремонтно-технологических работ.

Обеспечение ремонта оборудования запасными частями и материалами

Потребность предприятий в запасных частях (агрегатах, узлах и деталях) и оборудовании обеспечивается за счет:

- приобретения их у заводов-изготовителей, специализированных машиностроительных предприятий, а также через торговые организации (основной источник);

- изготовления новых и восстановления бывших в употреблении деталей, узлов, агрегатов на специализированных ремонтно-механических заводах или в ремонтно-механических (энергоремонтных) цехах предприятия (дополнительный источник).

При заказе запасных частей на машиностроительных заводах следует руководствоваться номенклатурой и нормами расхода запасных частей для

ремонта соответствующих видов оборудования. Для заказа запасных частей, не предусмотренных в этих документах, номенклатура и нормы расхода разрабатываются предприятием - владельцем оборудования.

Обеспечение сменными элементами за счет их ремонта в ремонтно-механических и энергоремонтных цехах осуществляется в следующем порядке:

- накануне планируемого года технологические и энергетические цеха предприятия подают ОГМ и ОГЭ заказы на необходимые агрегаты, узлы и детали, а также на услуги ремонтно-механических и энергоремонтных цехов;

- ежемесячно цеха-заказчики подают в ОГМ и ОГЭ заявки о включении в месячные номенклатурные планы производства ремонтно-механических и энергоремонтных цехов работ по изготовлению деталей и восстановлению агрегатов и узлов согласно ранее выданным заказам;

- на основании заявок ОГМ и ОГЭ предприятия ежемесячно составляют задания ремонтно-механическим и энергоремонтным цехам на ремонт (изготовление) деталей и восстановление агрегатов и узлов в номенклатуре и на оказание услуг технологическим и энергетическим цехам по видам работ.

Заказы, выдаваемые ОГМ и ОГЭ ремонтно-механическим и энергоремонтным цехам, подразделяются на годовые и разовые. Годовые заказы выдаются на детали, подлежащие изготовлению равномерно в течение года; разовые - на детали и услуги по мере выявления потребности в них, но не позднее срока представления на включение заказов в месячный план. Заказы на детали, требующие изготовления заготовок (отливок и поковок), выдаются не позднее, чем за 3-4 месяца до срока поставки деталей. Заказы на детали, агрегаты и узлы для объектов остановочного ремонта выдаются накануне квартала, в котором предусматривается ремонт.

Отделы главного механика и главного энергетика распределяют выполнение заказов по ремонтно-механическим и энергоремонтным цехам, производят (совместно с ними) предварительное нормирование трудоемкости заказов, затрат станкочасов и на основании заявок производственных и энергетических цехов составляют месячные номенклатурные планы работы

цехов ОГМ и ОГЭ, утверждаемые руководством предприятия.

Месячная производственная программа по ремонту (изготовлению) деталей, узлов и агрегатов составляется ОГМ и ОГЭ с расчетом сохранения резерва мощности ремонтных цехов для выполнения не предусмотренных номенклатурным планом особо срочных заказов в размере 10-15 % общего объема производства этих цехов.

Внесение изменений в утвержденные номенклатурные планы может производиться только главным механиком или главным энергетиком предприятия. Сроки изготовления необходимых для ремонта агрегатов, узлов и деталей должны быть увязаны со сроками проведения запланированных ремонтных работ.

Учет выполнения месячной производственной программы цехов ОГМ и ОГЭ производится по выполненным заказам, предусмотренным номенклатурными планами, с оценкой их в нормо-часах согласно цеховому нормированию.

Отделы главного механика и главного энергетика организуют учет движения деталей с учетом изменения их долговечности, обобщают эти данные и периодически вносят поправки в перечень деталей, подлежащих восстановлению и изготовлению.

Технологические, энергетические и ремонтные цеха к 15 декабря года, предшествующего планируемому, в соответствии с нормами расхода материалов и предполагаемых изменений в планах ремонта на планируемый год, определяют годовую потребность в материалах, составляют заявки на их приобретение и направляют их в отдел материально-технического снабжения (МТС) предприятия. При этом следует учитывать возможность повторного использования старых материалов, переходящих запасов, отходов производства и т. п.

В это же время отделами оборудования и МТС формируются заявки на приобретение стандартизованного режущего инструмента, измерительных приборов, подшипников, метизов, уплотнений, деталей гидроаппаратуры,

тормозов, муфт, стандартизованных редукторов и других покупных изделий.

4.5. Организация и проведение ремонта

Подготовка и сдача оборудования в ремонт

Основанием для остановки оборудования на ремонт служит месячный (годовой) график ремонта.

На подготовку и остановку на ремонт сложного оборудования (комплексов, установок, линий и т. д.), а также остановку или частичную разгрузку нескольких технологически связанных объектов с целью проведения ремонта или ревизии оборудования издается приказ по предприятию, в котором указываются:

- сроки подготовки и ремонта;
- ответственные за безопасность работы;
- ответственные за подготовку оборудования к ремонту;
- руководители ремонта по объектам (отделениям, участкам, комплексам и т.д.);
- ответственные за качество и выполнение ремонта в установленные сроки.

Подготовка и остановка остального основного оборудования на ремонт осуществляется по письменному распоряжению начальника цеха, в котором указывается лицо, ответственное за остановку и подготовку оборудования к ремонту.

Вывод в ремонт неосновного оборудования производится на основании записи мастера по ремонту цеха в сменном журнале (форма 2). Предварительно остановка оборудования на ремонт согласовывается с начальником цеха.

Ответственными за вывод основного оборудования в ремонт могут быть начальник отделения (установки), начальник смены, мастер производства.

На основании письменного распоряжения начальника цеха ответственный за вывод оборудования в ремонт подготавливает оборудование к ремонту в установленном порядке.

Вывод оборудования в ремонт и все ремонтные работы должны проводиться в полном соответствии с требованиями, изложенными в инструкциях и правилах, действующих на предприятии, в частности:

- по охране труда, промышленной и пожарной безопасности цеха, в котором проводятся работы;
- по организации и ведению работ в газоопасных местах и порядку оформления разрешений на право выполнения этих работ на предприятии;
- о порядке проведения огневых работ;
- о порядке работы сторонних цехов и служб предприятия в энергетических цехах.

Оборудование останавливают на ремонт в соответствии с действующей инструкцией по эксплуатации (пуску, обслуживанию и остановке) этого оборудования.

При подготовке оборудования к ремонту необходимо выполнить следующие работы:

- отключить электроэнергию, снять напряжение на сборках и щитах, отсоединить ремонтируемый объект от всех подходящих к объекту и отходящих от него коммуникаций с помощью заглушек;
- освободить оборудование и коммуникации от грязи и шлама, ядовитых и горючих газов и продуктов (промыть, пропарить, продуть и проветрить);
- очистить приямки, каналы, лотки, промыть канализационные трубопроводы, очистить оборудование от осадка, накипи и твердых отложений;
- проверить содержание инертных, горючих, ядовитых газов и кислорода в ремонтируемом оборудовании, коммуникациях, колодцах, приямках;
- подготовить места для установки заглушек и установить их.

Подготовка оборудования к ремонту проводится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом цеха.

Ответственность за подготовку мест установки заглушек согласно схеме, за установку и снятие, а также за своевременную запись об этом в журнале учета установки и снятия заглушек несет лицо, ответственное за вывод

оборудования в ремонт. После установки заглушек ответственное лицо должно указать их номера на схеме установки заглушек и сделать об этом запись в журнале учета установки и снятия заглушек. Ответственность за качество устанавливаемых заглушек несет лицо, ответственное за подготовку мест установки заглушек. Схему установки заглушек подписывает заместитель начальника энергетического цеха. Оперативный персонал на подготовительные работы может привлекаться только по письменному распоряжению начальника цеха. Во всех остальных случаях оперативному персоналу запрещается самостоятельно проводить установку и снятие заглушек.

Состояние работ по подготовке оборудования к ремонту записывается в журнале начальников смен. Работы по подготовке к ремонту, не законченные предыдущей сменой, оформляются в журнале начальников смен ответственным за подготовку и продолжаются следующей сменой.

О выполненных подготовительных работах и принятых мерах по технике безопасности ответственное за вывод оборудования в ремонт лицо делает отметку в журнале начальников смен.

Полностью подготовленное к ремонту оборудование сдается лицом, ответственным за вывод оборудования в ремонт, руководителю ремонта.

Сдача оборудования в текущий ремонт фиксируется записью об этом в журнале начальников смен, а сдача в капитальный ремонт оформляется актом (форма 5), который подписывает лицо, ответственное за вывод оборудования и ремонт, и руководитель ремонта. Проведение капитального ремонта без оформления акта на сдачу оборудования и ремонт допускается только в случаях, когда ремонт осуществляется собственным ремонтным персоналом цеха, в котором установлено данное оборудование. В этом случае запись о сдаче оборудования в капитальный ремонт делается в журнале начальников смен.

Без двустороннего подписания документов на сдачу оборудования в ремонт руководитель ремонта не имеет права приступить к ремонту, а лицо, ответственное за вывод и подготовку оборудования к ремонту, не имеет права

допускать ремонтников к началу работ.

Проведение ремонта

После приемки оборудования в ремонт руководитель ремонта является ответственным за соблюдение общего порядка на выделенной для ремонта площадке, за соблюдение ППБ и срока выполнения работ.

Руководитель ремонта перед началом ремонта осуществляет следующие мероприятия:

- принимает меры по созданию безопасных условий работы (соблюдение осторожности при вскрытии люков, фланцевых соединений, клавиш и т. д.);

- организует установку лесов и средств механизации трудоемких работ (если это невозможно было сделать до остановки оборудования на ремонт);

- оформляет допуск рабочих других предприятий и цехов к выполнению ремонтных работ;

- оформляет допуск на производство огневых и газоопасных работ;

- проводит инструктаж привлекаемого к ремонту персонала о порядке выполнения работ, по промышленной безопасности и противопожарным мероприятиям, об основных опасных и вредных производственных факторах в данном цехе. О проведенном инструктаже делается запись в журнале инструктажа.

При остановке оборудования на ремонт производственный персонал, не занятый на работающем оборудовании, по распоряжению начальника цеха передается на период проведения ремонта в распоряжение руководителя ремонта.

При проведении ремонта сложного оборудования могут выполняться испытания на холостом ходу и в рабочих условиях. Порядок сдачи оборудования для испытаний на холостом ходу и в рабочих условиях следующий:

- руководитель ремонта (мастер по ремонту) делает запись в сменном журнале «16.06.2008 г. в 10-30 сдал для испытания на холостом ходу оборудование (указывает наименование)» и расписывается;

- мастер по производству энергетического цеха ниже записи руководителя ремонта делает запись «Принял оборудование для испытания на холостом ходу», расписывается, ставит время и число;

- заместитель начальника энергетического цеха производит проверку готовности оборудования к испытаниям на холостом ходу и ниже подписи мастера энергетического цеха делает отметку «Оборудование к испытаниям на холостом ходу допускаю». Расписывается, ставит время и число.

После этого мастер по производству, начальник установки (смены) энергетического цеха является ответственным за проведение испытаний оборудования на холостом ходу.

Устранение неисправностей при испытаниях производится силами ремонтного подразделения. Ответственным за качество устранения неисправностей является мастер по ремонту.

Если предусмотрено провести дополнительные испытания оборудования (на прочность, плотность, под нагрузкой), то испытания должны продолжаться до выхода рабочих показателей отдельных частей и оборудования в целом на указанные в паспорте показатели.

Контроль проведения испытаний оборудования на холостом ходу и до выхода на рабочие показатели осуществляет заместитель начальника энергетического цеха.

При положительных результатах испытаний на холостом ходу и в рабочих условиях оборудование принимается. Об этом делают отметку и ставят подписи в сменном журнале заместитель начальника энергетического цеха, мастер по производству энергетического цеха и руководитель ремонта.

Если оборудование подконтрольно Федеральному надзору, то после окончания испытаний на холостом ходу и в рабочих условиях оно представляется на проверку местным органам Федерального надзора, о чем составляется акт или делается отметка в соответствующем журнале.

В процессе ремонта должны быть выполнены работы согласно ТУ на капитальный ремонт (если таковой производился), устранены неисправности,

включенные в ведомость дефектов и дополнительно выявленные в процессе ремонтных работ.

В процессе ремонта сложных энергетических комплексов перед сдачей комплекса в эксплуатацию должна быть проведена рабочая обкатка. Подготовка энергокомплекса к рабочей обкатке производится под наблюдением руководителя ремонта.

Выдача оборудования из ремонта

При подготовке ремонтируемого оборудования к сдаче в рабочую обкатку или испытаниях в рабочих условиях руководитель ремонта является ответственным за техническую готовность ремонтируемого оборудования к рабочей обкатке в полном объеме, а также за уборку вокруг ремонтируемого оборудования и прилегающей к нему территории.

Для контроля готовности оборудования к рабочей обкатке представитель энергослужбы и службы КИПиА (энергетик цеха, мастер КИПиА) обязаны подтвердить руководителю ремонта готовность подведомственного службе оборудования своей подписью в сменном журнале.

Оборудование считается подготовленным к сдаче в рабочую обкатку при следующих условиях:

- наличие положительных результатов его испытаний, проведенных в соответствии с ТУ на ремонт данного оборудования;
- готовность соответствующей ремонтной документации, подтверждающей объемы выполненных ремонтных работ с подписью исполнителей (акт сдачи оборудования в ремонт, ведомость дефектов, акты результатов испытаний и т. д.);
- наличие документов (паспортов и справок службы технического надзора, если оборудование поднадзорно этой службе), подтверждающих соответствие установленных деталей давлению и температурным условиям работы;
- наличие утвержденной в установленном порядке документации на проведение изменений в технологических схемах или в конструктивных узлах энергетического оборудования;

- проведение очистки и уборки отремонтированного энергетического оборудования и прилегающей к нему территории от материалов, приспособлений, инструмента, лесов, применявшихся ремонтным персоналом в процессе ремонта, а также от разных отходов и т. д.;

- учет замечаний Федерального надзора и отсутствие предписаний, препятствующих началу обкатки.

Оборудование после осмотра и проверки документации допускается в рабочую обкатку только после соответствующих записей в сменном журнале, сделанных руководителями или ответственными лицами в следующем порядке:

- руководитель ремонта подтверждает готовность и представляет оборудование к обкатке и пробному пуску;

- заместитель начальника цеха и мастер КИПиА подтверждают готовность к обкатке и пробному пуску подведомственной им части оборудования;

- начальник цеха разрешает обкатку и пробный пуск.

Начальник смены является ответственным за точное выполнение режима рабочей обкатки и соблюдение ППБ. Начало и ход обкатки начальники смен отмечают в журнале начальников смен.

Если в процессе обкатки оборудование было остановлено для устранения выявленных дефектов, такие остановки считаются продолжением ремонта. Устранение выявленных дефектов должно проводиться ремонтным персоналом в строгом соответствии с правилами ведения ремонтных работ и подготовки к ним.

В зависимости от характера дефектов рабочая обкатка по решению ответственных лиц, допустивших оборудование в обкатку, может продолжаться до установленного срока или начинаться сначала.

После окончания рабочей обкатки начальник смены обязан сделать запись в журнале начальников смен, указав ее результаты и время окончания обкатки.

Если результаты обкатки положительные, оборудование может быть оставлено в работе при условии, что на это есть письменное разрешение начальника цеха (отделения). Оборудование считается принятым из ремонта

независимо от того, подписан в данный момент акт выдачи из ремонта или нет.

Порядок приемки оборудования в эксплуатацию следующий:

- руководитель ремонта сдает оборудование;
- заместитель начальника цеха и мастер КИПиА подтверждают готовность оборудования к эксплуатации;
- начальник цеха (отделения), начальник смены (мастер) принимают оборудование.

Капитально отремонтированное оборудование после испытания и обкатки принимается с составлением акта на выдачу из капитального ремонта. Акт должен быть подписан не позднее, чем через сутки после окончания рабочей обкатки.

Допускается приемка оборудования из капитального ремонта без оформления акта и том случае, если ремонт осуществлялся ремонтным персоналом энергетического цеха, в котором установлено оборудование. В этом случае запись о приемке оборудования из капитального ремонта делается в ремонтном журнале.

4.6. Остановочный ремонт оборудования

Остановочный ремонт - это сложный капитальный ремонт оборудования и сетей, производимый с полной или частичной остановкой производства и прекращения приема, передачи и выпуска энергии.

К объектам, на которые распространяется остановочный ремонт, относятся:

- основное оборудование и энергообъекты, не имеющие резерва (дублера);
- комплексы оборудования, агрегаты (в том числе котлоагрегаты);
- общезаводские сети и коммуникации (газопроводы, паропроводы, силовые кабели и пр.).

Остановочные ремонты могут выполняться сторонними (подрядными) организациями или хозяйственным способом.

Планирование остановочных ремонтов предусматривает разработку на предприятии графика остановочных ремонтов цехов и подразделений (форма 11), а для выполнения остановочных ремонтов подрядными организациями - календарного плана остановочного ремонта (форма 19).

Для подготовки и проведения остановочного ремонта необходима следующая основная документация: проект организации ремонта, проект производства работ, ведомости дефектов (форма 3), сметы затрат (форма 4), ТУ на капитальный ремонт, чертежи, схемы на ремонтируемые объекты.

Выполнение остановочного ремонта сторонней организацией

При выполнении остановочного ремонта сторонней организацией (подрядчиком) за три месяца до начала ремонта по предприятию издается приказ, в котором указывается: руководитель ремонта, как правило, начальник ОГЭ, лицо, ответственное за подготовку оборудования к ремонту - мастер цеха (участка), время проведения ремонта от предприятия-заказчика (заместитель руководителя ремонта). В это же время подрядчику передается следующая документация, оформленная в соответствии с требованиями ОСТ 113-15-3-82 - 113-15-6-82 «Ремонтная документация»:

- ведомости дефектов - в 3 экземплярах;
- сметы затрат - в 3 экземплярах;
- перечень оборудования, трубопроводов, к которым предъявляются повышенные требования безопасности при эксплуатации;
- чертежи, схемы на ремонтируемые объекты;
- ТУ на капитальный ремонт основных объектов.

Руководитель ремонта к началу ремонта должен составить план подготовительных работ и подготовить рабочее место для ремонта, снабдив его технологической оснасткой, организовать подготовку запасных частей, материалов и приспособлений согласно ведомости дефектов.

До начала ремонтных работ подрядчиком разрабатываются проекты производства работ в соответствии с требованиями СНиП III-4 НО, ОСТ 113-15-4-82 и сетевой (линейный) график выполнения наиболее сложных и

трудоемких ремонтов, которые должны быть согласованы с руководителем ремонта.

Подрядчик обязан ознакомить с проектом производства работ всех исполнителей под роспись в журнале специального инструктажа подрядчика.

Если в ходе ремонта необходимо выполнить земляные работы, то руководитель ремонта передает вместе с нарядом-допуском (форма 17) разрешение на производство земляных работ (форма 18) в письменном виде, согласованное с соответствующими цехами и службами.

К разрешению на земляные работы прилагается выкопировка из генерального плана предприятия с точными указаниями границ земляных работ и наличия в этом районе подземных сооружений и коммуникаций.

Границы земляных работ на месте их проведения должны быть обозначены заказчиком знаками (указателями).

Ремонтный персонал подрядчика, имеющий допуск на территорию заказчика, имеет право выполнять работы только в тех местах, которые определены нарядом-допуском. Самовольный вход на другие участки, объекты, а также в другие действующие цеха и сооружения работниками подрядчика запрещается.

Пользование стационарными подъемно-транспортными средствами, подключение-отключение к сетям сжатого воздуха, пара, воды, кислорода и электроэнергии для проведения ремонтных работ допускается с разрешения руководителя ремонта по заявке подрядчика соответствующей записью в наряде-допуске (п. 14).

Подрядчик обязан согласовать с заказчиком вопрос о количестве требуемой для производства работ энергии.

При выполнении ремонтных работ должны соблюдаться требования правил, норм и инструкций по промышленной безопасности применительно к характеру производства и запланированным работам.

Неразрушающий контроль и другие виды обследований оборудования при его диагностировании разрешается проводить при наличии наряда-допуска.

К работе с приборами неразрушающего контроля при диагностировании оборудования допускаются лица, имеющие соответствующее удостоверение и прошедшие инструктаж на месте проведения работ по диагностированию.

При организации работ в случаях расположения диагностируемых объектов рядом с действующими установками, при неблагоприятных погодных условиях на открытых площадках, а также внутри аппаратов и в труднодоступных участках следует учитывать указанные условия в содержании инструктажа лиц, допускаемых к выполнению работ.

На проведение ремонтных работ подрядчику оформляется наряд-допуск (форма 17), который является письменным разрешением на производство работ в отведенной ремонтной зоне. Наряд-допуск оформляется в двух экземплярах, заполняется с соблюдением четкости и ясности записей. Исправления и перечеркивания в тексте не допускаются.

Первый экземпляр наряда-допуска, подписанный руководителем предприятия-заказчика, выдается подрядчику, второй находится у представителя заказчика, ответственного за допуск персонала подрядчика к выполнению ремонтных работ.

Наряд-допуск должен храниться у подрядчика и заказчика в течение 3 месяцев со дня окончания работ.

Право выдачи наряда допуска предоставляется руководителю предприятия или (в исключительных случаях) специально назначенному руководителю подразделения, в котором ведутся ремонтные работы.

После выполнения всех мероприятий, предусмотренных в наряде-допуске, лица, ответственные за подготовку и сдачу оборудования в ремонт от заказчика, и непосредственный руководитель работ от подрядчика ставят свои подписи соответственно в пп. 7 и 8, после чего руководитель ремонтируемого объекта проверяет полноту выполнения мероприятий и расписывается в п. 13 наряда-допуска.

Наряд-допуск оформляется заказчиком на определенный объем работ с указанием ремонтируемого оборудования, коммуникаций, арматуры на данном

участке и действует в течение всего времени, необходимого для выполнения указанного объема ремонтных работ, с ежедневным подтверждением возможности проведения ремонтных работ подписями лиц, определенных в п. 15 наряда-допуска.

Лицом, непосредственно допускающим к выполнению ремонтных работ от заказчика, может быть только руководитель смены или мастер при сменном режиме работы объекта или технический руководитель объекта при работе в одну смену.

Непосредственным руководителем работ от подрядчика может быть только лицо из числа специалистов, назначаемое приказом (распоряжением) руководителя подрядной организации. Указанное лицо должно обладать соответствующей квалификацией и опытом проведения ремонтных работ.

В отсутствие непосредственного руководителя работ, указанного в п. 4 наряда-допуска, разрешается оформление ежедневного допуска ремонтного персонала к работе (п. 15 наряда-допуска) другим специалистом, назначенным приказом (распоряжением) руководителя подрядной организации.

Изменения в составе бригады могут быть допущены непосредственным руководителем работ с соответствующим оформлением в наряде-допуске.

Непосредственный руководитель работ должен знать возможные опасности при проведении ремонта и характер их проявления, особенности работы, специфику и соответствующие меры безопасности в данном производстве, цехе, осуществлять личный контроль хода выполнения ремонтных работ.

Ежедневно при допуске ремонтного персонала к работе наряд-допуск (первый экземпляр) должен быть подписан:

- от заказчика - начальником смены или мастером, там, где нет начальника смены;
- от подрядчика - непосредственным руководителем работ с указанием даты и времени (часы и минуты) начала производства работ.

После окончания ремонтных работ наряд-допуск (оба экземпляра)

подписывается непосредственным руководителем работ от подрядчика, а также начальником смены и механиком (энергетиком) цеха или начальником смены и руководителем (заместителем руководите ли) цеха, принимающими работы.

Наряд-допуск оформляется заново, и работы до его переоформления приостанавливаются, если до окончания работ по данному наряду-допуску:

- нарушены заказчиком или подрядчиком изложенные в п. 9 наряда-допуска меры безопасности;

- включена в действие (эксплуатацию) хотя бы часть ремонтируемого оборудования или участка (если это не связано с испытанием или опробованием этого оборудования или участка);

- изменены объемы и характер работ, влекущие за собой изменение схемы отключения, объема или условий работы;

- произошел несчастный случай с ремонтным персоналом подрядчика или заказчика;

- произведена замена непосредственного руководителя работ.

Перед сдачей в ремонт оборудование должно быть освобождено от остатков рабочей среды, очищено от грязи и шлама, промыто и отключено от коммуникаций, а также обесточено.

Оборудование и трубопроводы, связанные с производством взрывоопасных, пожароопасных и вредных для здоровья людей веществ, передаются подрядчику обязательно освобожденными от рабочей смеси, обезвреженными (нейтрализованными, пропаренными, продутыми азотом, провентилированными и т. д.) и отключенными от системы с помощью специальных заглушек в порядке, предусмотренном утвержденной заказчиком инструкцией.

Электроприемники, входящие в комплект ремонтируемого оборудования, должны быть обесточены и отключены в соответствии с действующими правилами и инструкциями. Электродвигатели должны быть отсоединены от основного ремонтируемого оборудования. Должен быть обеспечен видимый разрыв цепи питания электроприемников. Токоведущие жилы отсоединенного

кабеля должны быть замкнуты накоротко и заземлены.

Оборудование готовит к ремонту оперативный и оперативно-ремонтный персонал заказчика под руководством начальника смены (мастера).

Приемка подготовленного к ремонту оборудования непосредственным руководителем ремонтных работ от руководителя объекта и сдача отремонтированного оборудования подрядчиком руководителю объекта оформляются документально путем оформления акта сдачи оборудования в капитальный ремонт (форма 5).

Персоналу подрядчика запрещается проводить какие-либо работы на оборудовании до получения наряда-допуска (форма 18).

Остановка оборудования на ремонт должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации (пуску, обслуживанию и остановке).

Испытания диагностируемого, вновь смонтированного или отремонтированного оборудования и трубопроводов осуществляются с использованием инертных сред под руководством непосредственного руководителя работ подрядчика с участием уполномоченных специалистов заказчика.

Все работы по подключению нового или отремонтированного оборудования к действующим сетям и агрегатам, комплексному опробованию и переводу в рабочий режим в соответствии с регламентами и инструкциями предприятия производятся техническими службами заказчика под руководством начальника смены в присутствии непосредственного руководителя работ подрядчика.

По завершении остановочного ремонта подрядчик обязан передать заказчику исполнительную техническую документацию, подлежащую утверждению. Ввод объекта ремонта в постоянную эксплуатацию без утверждения заказчиком исполнительной технической документации не допускается.

Сдача в ремонт и приемка оборудования после остановочного ремонта должны соответствовать требованиям ГОСТ и п. 4.5 Справочника [1].

Все работы по пуску и наладке объекта после остановочного ремонта осуществляются заказчиком с участием исполнителей ремонтных работ.

Устранение дефектов, выявленных в процессе испытания оборудования после остановочного ремонта, производится исполнителями ремонтных работ.

Оценка качества остановочного ремонта объекта производится приемочной комиссией. Результаты оценки качества остановочного ремонта объекта оформляются актом приемки работ после остановочного капитального ремонта (форма 13) и ведомостями основных показателей технического состояния энергоагрегатов. Акт подписывают все члены комиссии и утверждает назначивший комиссию руководитель предприятия.

Один экземпляр акта в срок не более 15 дней после окончания остановочного ремонта предприятие-заказчик высылает подрядчику.

4.7. Финансирование ремонта оборудования

Основные принципы финансирования ремонта

Порядок финансирования ремонта оборудования определен ПБУ (Приказ Минфина РФ № 264н от 30.03.2001 г.) и уточнен в Налоговом кодексе РФ (Федеральный закон № 57-ФЗ от 24.07.2002 г.), ч. II, ст. 324.

Согласно этим документам предприятиям предписывается самостоятельно выбрать и закрепить на длительное время в своей финансовой политике один из следующих способов финансирования ремонта основных фондов:

- по фактически произведенным затратам;
- создание резерва на предстоящий период;
- применение счета расходов будущих периодов.

Как показал последующий опыт, ни один из трех способов в отдельности не обеспечивает получения конкретных результатов.

Применение в финансовой политике предприятия способа «по фактически произведенным затратам» при нахождении в эксплуатации более 70 % полностью амортизированных основных фондов приводит к неудержимому

росту и без того сверхнормативных денежных затрат на ремонты и не обеспечивает выполнения основных требований Федерального закона № 57-ФЗ «...по полезному использованию основных фондов», завышая издержки производства.

Применение в финансовой политике предприятия только одного способа «создания резерва на предстоящий период» приводит к занижению реальных потребностей в денежных средствах на ремонт, так как не учитывает затрат на дорогие капитальные ремонты оборудования с периодичностью ремонта более трех лет.

Применение в финансовой политике предприятия только одного способа «применения счета расходов будущих периодов» не позволяет реально учитывать потребности в денежных средствах на ремонт с учетом технического состояния парка оборудования и сложившейся на предприятии структуры финансовых затрат на ремонты.

С учетом изложенного выше, а также анализа опыта работы российских предприятий, подтвержденного комментариями федеральных органов, наиболее оптимальным решением является применение сочетания двух способов: второго и третьего.

Порядок применения способа создания резерва на предстоящий период

Расчет резерва на предстоящий период производится расчетно-статистическим методом. Вначале определяют базовый норматив отчислений на ремонты, а по нему и балансовой стоимости основных фондов - величину будущих затрат.

Норматив отчислений на ремонт основных фондов разрабатывается и утверждается предприятием (объединением) на предстоящий период с целью создания системы финансирования на длительный период. Норматив отчислений на ремонт представляет собой относительно долговременный экономический норматив, определяющий величину необходимых финансовых ресурсов, которые могут быть использованы предприятием для обеспечения комплекса работ по поддержанию основных фондов в работоспособном

состоянии (в расчете на единицу балансовой стоимости основных фондов).

Резерв на ремонт оборудования определяется с использованием базового уровня норматива отчислений и совокупной средней стоимости основных фондов.

Под нормативом отчислений на ремонты понимают рассчитанную величину годовых затрат на единицу балансовой стоимости основных фондов, предназначенную для финансирования текущих и капитальных ремонтов. Величина норматива отчислений устанавливается в процентах от затрат на ремонты и балансовой стоимости основных фондов.

Нормативное оборудование резерва позволяет предприятию организовывать более строгое планирование его производственно-хозяйственной деятельности, обеспечивать распределение финансовых ресурсов на ремонт основных фондов между различными службами и подразделениями предприятия, повышая их самостоятельность. Одновременно предприятие получает возможность свободного маневрирования ресурсами резерва отдельных цехов (подразделений) в зависимости от технического состояния оборудования.

Базовый уровень норматива отчислений на ремонт основных фондов H_6 рассчитывается по формуле:

$$H_6 = (Z_6 / B_{\phi}) \cdot 100, \quad (4.2)$$

где Z_6 - среднегодовые затраты на ремонт основных фондов за предыдущие три года (расчетный период), тыс. руб.;

B_{ϕ} - среднегодовая балансовая стоимость основных фондов за тот же период, тыс. руб.

Норматив отчислений на ремонт на каждый год планируемого периода рассчитывается на основе базового значения норматива с корректировкой, учитывающей факторы, которые должны обеспечить снижение затрат на ремонт основных фондов в планируемом периоде:

$$H_{nk} = H_6 \left(1 - \sum_{i=1}^R C_i / 100 \right), \quad (4.3)$$

где $N_{нк}$ - норматив отчислений на ремонт для k -го года планируемого периода R ;

C_i - суммарный (по совокупности факторов) процент снижения (повышения) затрат на ремонт основных фондов, предусмотренных техпромфинпланом для i -го года планируемого периода.

Расчет по формулам (4.2) и (4.3) позволяет определить как сводный норматив отчислений на ремонт (по основным фондам предприятия в целом), так и нормативы отчислений, дифференцированные по группам основных фондов, закрепленных за подразделениями предприятия. При этом все показатели формул (4.2) и (4.3) должны относиться соответственно либо к основным фондам предприятия в целом, либо к соответствующим видам основных фондов служб (ОГМ, ОГЭ и т. д.).

При расчете норматива отчислений особое внимание должно быть обращено на получение достоверных исходных данных как по среднегодовой стоимости основных фондов за базовый период, так и по затратам на все виды ремонтов и технического обслуживания в базовом периоде.

Исходными данными для расчета базовых нормативов отчислений являются отчетные данные годового бухгалтерского отчета: форма 5 «Отчет о состоянии имущества предприятия» и форма 10 «Отчет о наличии и движении средств предприятия».

Делением суммы годовых затрат на ремонт за базовый период на балансовую стоимость основных фондов за этот же период рассчитывают норматив отчислений на ремонт основных фондов.

После расчета базового уровня норматива затрат величина резерва на ремонты определяется по формуле:

$$\Phi_{рпп} = N_{нк} B_{фк} / 100, \quad (4.4)$$

где $\Phi_{рпп}$ - величина резерва на ремонт для k -го года периода планирования, тыс. руб.;

$N_{нк}, B_{фк}$ - соответственно норматив отчислений на ремонт и плановая

среднегодовая балансовая стоимость основных фондов для k-го года периода планирования, тыс. руб.

При хорошо организованном и достоверном учете, позволяющем разнести стоимость основных фондов и соответствующих затрат на их ремонт по цехам (службам) предприятия, нормативы затрат на ремонт могут быть рассчитаны как по предприятию в целом, так и по его подразделениям (например, по энергоцехам предприятия). При этом порядок расчета нормативов отчислений (а на их основе - резерва) остается тем же.

После определения величины резерва на ремонт основных фондов на предстоящий период (год) необходимо учесть указание Налогового кодекса РФ: «...сумма резерва на предстоящий период, рассчитанная исходя из принятого норматива отчислений, не должна превышать среднюю величину расходов по ремонту основных фондов за 3-5 предыдущих лет. В противном случае резерв устанавливается в размере средней величины расходов».

Как показывают многочисленные примеры расчетов предельной суммы резерва на ремонт оборудования в предстоящем году на основе норматива отчислений на предстоящий период, она не покрывает реально необходимых на эти цели затрат. Это связано не только с наличием большого количества амортизированного оборудования, но и с тем, что периодичность проведения особо сложных и дорогих капитальных ремонтов оборудования значительно больше рекомендуемого Налоговым кодексом периода (3-5 лет). Это нашло изменение в последующей редакции Налогового кодекса (п. 2 ст. 324 ч. II):

«Если налогоплательщик осуществляет накопление средств для проведения особо сложных и дорогих видов капитального ремонта основных средств в течение более одного налогового периода, то предельный размер отчислений и резерв предстоящих расходов на ремонт основных средств может быть увеличен на сумму отчислений на финансирование указанного ремонта, приходящегося на соответствующий налоговый период в соответствии с графиком проведения указанных видов ремонта при условии, что и предыдущих налоговых периодах указанный либо аналогичные ремонты не

осуществлялись». Это прямое указание на использование в финансовой политике способа «применения счета расходов будущих периодов».

Основанием использования в финансовой политике предприятия способа «применения счета расходов будущих периодов» является запись комиссии в акте приемки оборудования: «Капитальный ремонт финансируется путем применения счета расходов будущих периодов».

Порядок применения счета расходов будущих периодов

На основании записи в акте приемки оборудования бухгалтерия для финансирования капитального ремонта такого оборудования открывает специальный счет, на котором в течение ремонтного цикла аккумулируются денежные средства. Эти отчисления в конце года сторнированию не подлежат.

Накопление денежных средств на выполнение сложных и дорогих капитальных ремонтов производится ежемесячно равными долями путем деления стоимости капитального ремонта на количество месяцев в ремонтном цикле. Стоимость капитального ремонта нового оборудования для целей планирования можно принимать в размере 30-35 % цены оборудования без НДС, впоследствии уточняя его в смете затрат.

Накануне планируемого года рассчитанный по способу создания резерва на предстоящий период ремонтный фонд увеличивают на объем затрат на эти цели путем прибавления накоплений на счете расходов будущих периодов по оборудованию, которое согласно годовому графику подлежит капитальному ремонту.

Начальники цехов (подразделений) представляют в планово-экономический отдел к 15 ноября года, предшествующего планируемому, ведомости годовых затрат на ремонты оборудования цеха для составления общей ведомости годовых затрат на ремонт по предприятию.

Планово-экономический отдел сопоставляет представленный цехами объем годового резерва с расчетным; если имеются расхождения - дополнительно согласовывает с цехами, главным энергетиком и заместителем руководителя предприятия - главным инженером, затем подписывает и

представляет на утверждение руководителю предприятия.

В случае недостаточности ремонтного фонда для покрытия затрат по форме 9 проводятся согласования с руководителями цехов и ОГЭ о переносе выполнения части ремонтов на следующий год или досрочного списания оборудования, эксплуатация которого не приносит дохода.

Утвержденная руководителем предприятия ведомость годовых затрат на ремонты передается в главную бухгалтерию, руководителям служб и подразделений не позднее 15 декабря года, предшествующего планируемому, для уточнения годовых планов- графиков ИПР.

4.8. Разграничение функциональных обязанностей между службами предприятия при ремонте оборудования

Оперативность организации ремонта энергетического оборудования, выполняемого хозяйственным способом, можно существенно повысить, а стоимость - снизить, если выполнение отдельных ремонтных работ рациональным образом закрепить за соответствующими службами. В настоящем разделе приведены оптимальные варианты подобного закрепления, которые апробированы также в виде «Стандарта на выполнение услуг при ремонте энергооборудования предприятия» и внедрены в практику работы на ряде предприятий.

Все энергетическое оборудование, установленное в цехах (производствах), находится в ведении начальников цехов, которые несут полную ответственность за сохранность и производственную эксплуатацию этого оборудования.

Руководители технических служб цехов (производств) являются персонально ответственными за организацию и проведение текущего и капитального ремонта.

Руководителем ремонта, проводимого в цехе (производстве) собственными силами, является старший мастер (мастер) цеха.

Руководителем ремонта в специализированных подразделениях, где нет старшего мастера (мастера), является начальник цеха (производства) или другое назначенное им лицо.

Распределение обязанностей между службами при ремонте конкретного энергетического оборудования рассмотрено ниже.

Электрические машины

Снятие и установку электродвигателей, которым не требуется ремонт, производит персонал той службы, которая выполняет работы на оборудовании. Отключение электродвигателей от сети производит энергослужба.

Снятие и установку электродвигателей, требующих ремонта, их ремонт и испытания проводит энергослужба. Она же транспортирует электродвигатели в оба конца.

Центровку электродвигателей мощностью 100 кВт и выше, а также электродвигателей с выносными подшипниками производит персонал механослужбы.

Контроль состояния соединений электродвигателей с механизмами, насаженными на валы электродвигателей (полумуфты, тормоза, шкивы и т. д.), производит персонал энергослужбы, ремонт - персонал механослужбы.

Детали соединения электродвигателей с механизмами (шпонки, полумуфты, шкивы, зубчатые колеса и т. п.), в т. ч. резервные, изготавливаются механослужбой по заявке энергослужбы.

Монтаж, ремонт и демонтаж выносных подшипников производит механослужба.

Замену деталей, насаженных на валы электродвигателей (полумуфты, тормозы, шкивы и т. п.), осуществляет персонал энергослужбы. Разборку, ремонт и сборку вентиляторов всех типов, в т. ч. типа оконных, крыльчатки которых сидят непосредственно на валах электродвигателей, производит персонал механослужбы.

Ремонт централизованной системы смазки, подающей смазку и узлы трения оборудования, в том числе и узлы трения электромашины, осуществляет

персонал механослужбы. Контроль поступления и регулировки потока смазки в подшипники электрических машин осуществляет персонал энергослужбы.

Замену деталей, непосредственно передающих крутящий момент (пальцы, болты, шпонки, пружины), осуществляет персонал механослужбы.

Контроль состояния подmotorных рам, плит анкеров для установки электрооборудования осуществляет персонал энергослужбы. Их ремонт осуществляет персонал механослужбы. Изготовление и монтаж подmotorных рам осуществляет персонал механослужбы.

Контроль состояния фундаментов крупных электрических машин, организацию их ремонта осуществляет персонал механослужбы.

Все промежуточные валы между электродвигателями и редукторами (механизмами) демонтирует и устанавливает механослужба.

Кожухи и ограждения вращающихся частей оборудования изготавливает механослужба; кожухи на полумуфты мотор-генераторов изготавливает и устанавливает энергослужба.

Контроль исправного состояния лестниц, настилов, ограждений ремонтных площадок и их ремонт осуществляет персонал механослужбы.

Снятие и установку электротельферов производит персонал механослужбы.

Снятие и установка встроенного мотор-барабана производится совместно силами механослужбы и энергослужбы.

Настилы троллейных траншей и крышки бугельных щелей ремонтирует персонал механослужбы.

Каретки, зажимы, концевые обоймы, страховочные цепи демонтирует и устанавливает механослужба.

Контроль состояния кареток, зажимов, концевых обойм, страховочных цепей, бугельных стоек возлагается на энергослужбу.

Монтаж, демонтаж и транспортировку крупнотоннажного и тяжеловесного (более 500 кг) электрооборудования при отсутствии на месте его установки стационарных грузоподъемных механизмов производит механослужба.

Контроль технического состояния подшипников герметичных электронасосов осуществляет энергослужба, а их ремонт - механослужба по заявкам энергослужбы.

Балансировка роторов электродвигателей производится энергослужбой.

Электрооборудование управления, контроля и сигнализации

Ремонт и ревизия электрооборудования электрифицированных задвижек (кроме автоматизированных и с дистанционным управлением) производится службой главного энергетика.

Обслуживание автоматизированного и оборудованного дистанционным управлением электропривода (насосно-компрессорного, кранового, автоматических центрифуг и фильтр-прессов, электрической части дозаторов расфасовки), электрозадвижек, электромагнитных клапанов, электрической части нагревательных элементов, пусковой аппаратуры, кабелей и относящейся к ним сигнальной арматуры независимо от места установки осуществляет энергослужба, а приборов и датчиков технологических параметров, задействованных в схемах дистанционного и автоматического оборудования, - служба главного прибориста.

Ответственность за техническое состояние и использование щитов, пультов управления и сигнализации компрессоров несет служба главного прибориста.

Обслуживание однооборотных электроиспытательных механизмов производит служба главного прибориста.

Ремонт и ревизия электрооборудования грузоподъемных механизмов и лифтов осуществляется энергослужбой.

Ремонт и ревизия электрооборудования дозаторов, вибраторов, упаковочных полуавтоматов, погрузочных машин производится службой главного энергетика.

Ремонт и настройка муфт электрифицированных задвижек, ремонт и заливка маслом редукторов электрозадвижек производится персоналом механослужбы.

Ремонт и испытание полупроводниковых выпрямителей (кроме цепей КИПиА), инверторов, возбудителей синхронных электродвигателей, агрегатов питания электрофильтров осуществляется службой главного энергетика.

Испытание, ремонт и замену высоковольтных кабелей, а также фарфоровых и кварцевых изоляторов электрофильтров и изолирующих тяг встряхивающих устройств (кроме ремонта и центровки электродных систем) проводит персонал службы главного энергетика.

Обслуживание щитов с приборами электротехнических и магнитных измерений (все виды ремонта и государственную поверку) осуществляет служба главного энергетика.

Обеспечение бесперебойной подачи электроэнергии к распределительным щитам питания средств измерений и автоматического управления, а также обслуживание электрических линий до распределительных щитов, выдачу питания на первые клеммы щитов, шкафов или схем КИПиА осуществляет служба главного энергетика.

Обслуживание кабельных линий от блок-контактов аппаратуры энергослужбы, входящих в схемы защиты и сигнализации КИПиА, до щитов КИПиА производится службой главного прибориста.

Монтаж и ремонт системы обогрева приборов КИПиА и средств автоматизации технологического оборудования осуществляет служба главного механика.

Ремонт сети заземления электроустановок и электрооборудования, систематическую проверку состояния заземления щитов КИПиА осуществляет служба главного энергетика.

Контроль правильности эксплуатации молниезащиты и защиты от статического электричества в цехе и на принадлежащих цеху межцеховых коммуникациях, проверка заземления этих устройств осуществляется службой главного энергетика. В ремонте принимает участие служба главного механика.

Обслуживание всех видов слаботочных устройств радиотелевизионной диспетчерской, селекторной, охранной сигнализации, автоматической системы

пожаротушения, системы учета электроэнергии осуществляется службой КИПиА.

Ремонт и ревизия первичных и вторичных приборов и электропроводки выполняется службой главного прибориста.

Обслуживание кабельных линий от контактов реле КИПиА, входящих в цепи управления пусковой аппаратуры энергослужбы, а также кабельных линий от контактов датчиков КИПиА до щитов сигнализации энергослужбы производится персоналом службы главного энергетика.

Контроль технического состояния электрифицированного транспорта (кроме железнодорожного) осуществляет служба главного энергетика. За эксплуатацию электрифицированного транспорта ответственность несут цеха - владельцы этого транспорта.

Изготовление, наложение и подключение индукторов для термообработки сварных швов осуществляет служба главного энергетика, прогрев - служба главного механика.

Контрольно-измерительные приборы

Ремонт и обслуживание смонтированных в технологических аппаратах и трубопроводах: отборных штуцеров приборов измерения давления, разряжения, расхода, перепада давления, уровня (вместе с присоединительными муфтами и первыми запорными вентилями); бобышек с карманами для термоэлектрических термометров сопротивления, манометрических термометров; запорной арматуры на байпасах, выносных камер уровнемеров и плотномеров соединительных линий и свойств отборов высокого давления ($P_y = 10 \text{ МПа} = 100 \text{ кгс/см}^2$) до прибора; устройств отбора проб на лабораторные анализы вместе с соединительными линиями осуществляется службой главного механика.

Изготовление, сборка и установка диафрагм, термопар, врезка штуцеров в местах отбора давления и расположения КИПиА на технологических коммуникациях и аппаратах согласно технологическому регламенту цеха производится персоналом службы гл. механика под контролем службы КИПиА.

Ремонт и обслуживание установок осушки воздуха КИПиА вместе с отводами и первыми запорными вентилями на них, редуктором, регуляторов прямого действия, установленных на технологических линиях, редукторов КИПиА высокого давления, устройств контроля осевого сдвига и других устройств подготовки сигнала, встроенных в машины, осуществляется службой главного механика.

Ремонт различных механических дозаторов и механической весовой оборудования, установленного на технологических аппаратах, с последующим предъявлением их в госповерку производится службой главного механика.

Ремонт приборов линейно-угловых и механических измерений на технологическом оборудовании, представление их на госповерку производится службой главного механика.

Снятие на ремонт или поверку, транспортировку к месту ремонта и обратно, установку технических манометров, фланцевых штуцерных датчиков уровня, регулирующей и отсекающей арматуры с пневмоприводом, ротаметров производится службой главного прибориста.

Снятие на ремонт или поверку, а также дегазацию и установку на технологические аппараты и трубопроводы оборудования КИПиА: фланцевых и штуцерных счетчиков, индукционных расходомеров, ротаметров, диафрагм с запорными вентилями, датчиков уровня, смонтированных на аппаратах и выносных камерах термокарманов, термоэлектрических термометров сопротивления, установленных без защитных карманов, сифонов, различных датчиков (рН-метров, солемеров, концентратомеров и т. д.), регулирующих, отсекающих клапанов и заслонок с пневмо- и электроприводом, установленных в технологических цехах, производит механослужба, а в подразделениях энергохозяйства - энергослужба. Контроль производит служба главного прибориста.

Обслуживание вентильных устройств высокого давления, входящих в комплект прибора, производится службой главного прибориста.

Обслуживание соединительных линий (с давлением $P = 10 \text{ Мпа} = 100$

кгс/см²) от отборных устройств к приборам (после первых вентилей) производится службой главного прибориста.

Обслуживание весоизмерительных устройств осуществляется службой главного прибориста.

Энергетические установки и коммуникации

Контроль и ответственность за технически исправное состояние, эксплуатацию и ремонт сетей речной, осветленной, химически очищенной, производственной и оборотной воды; сетей природного газа; устройств с газовыми топками подразделений энергохозяйства, сетей отопления, сетей горячего водоснабжения, сетей хозяйственного, питьевого и противопожарного трубопровода; производственно-ливневой канализации; трубопроводов пара с дренажными конденсатоотводчиками; пароводяных подогревателей; дренажных насосных с напорными трубопроводами возлагается на персонал энергослужбы.

Контроль и ответственность за технически исправное состояние, эксплуатацию и ремонт сетей трубопроводов сжатого воздуха в технологических цехах, в том числе сетей технологических трубопроводов с паровыми рубашками и водяными спутниками, вентиляционных установок, дренажных установок, газогорелочных устройств; трубопроводов систем пожаротушения технологических цехов несет механослужба.

Контроль и ответственность за технически исправное состояние и ремонт электрических сетей осуществляет персонал энергохозяйства.

Контроль технически исправного состояния, эксплуатацию котлов-утилизаторов, ведение водно-химического режима осуществляет персонал энергослужбы. Ремонт осуществляет персонал механослужбы. Капитальный ремонт котлов-утилизаторов осуществляет персонал механослужбы.

Контроль работы воздухоохладителей (с водяными питающими системами) проводит персонал энергослужбы. Ремонт систем и воздухоохладителей производит персонал механослужбы.

Если к оборудованию, закрепленному за службой главного механика,

подводится или отводится энергетическая среда, то границей раздела является первый от установленного оборудования запорный орган (запорная арматура и т. д.); за плотность присоединительного и исправность запорного узла отвечает служба главного механика.

Изготовление и установку диафрагм, термопар, врезку штуцеров в места отбора давления на технологических коммуникациях и аппаратах согласно технологическому регламенту цеха производит персонал механослужбы.

Электросварочная аппаратура

Ремонт, обслуживание и подключение электрических кабелей первичной стороны осуществляет персонал энергослужбы.

Ремонт электросварочных кабелей, соединение с защитным контуром (заземление) сварочной сети, обеспечение наличия «вторичного провода» осуществляется персоналом механослужбы совместно с энергослужбой.

Контроль исправного состояния электродвигателей сварочных аппаратов осуществляет персонал энергослужбы.

Гидравлические и пневматические устройства

Воздушные вентили, золотниковые распределители, в том числе с электромагнитным приводом, обслуживаются и ремонтируются механослужбой.

Катушки воздушных вентилях, электромагниты золотниковых распределителей обслуживаются и ремонтируются энергослужбой.

Замену и ремонт катушек электромагнитов производит персонал энергослужбы.

Снятие, ремонт и установку электромагнитов производит энергослужба. Снятие, ремонт и установку узлов тяг механизмов, начиная от элемента соединения подвижного сердечника электромагнита, площадок крепления электромагнитов, производит персонал механослужбы.

Ремонт датчиков уровня гидросистем производит персонал службы КИПиА, доставку к месту ремонта - персонал механослужбы.

Ремонт, обслуживание и опрессовку (испытание) отсекающей и

управляющей арматуры с пневмо-, электро- и гидроприводом по литкам соответствующих служб осуществляет служба главного механика и главного прибориста.

Электрофильтры

Ремонт агрегатов питания электрофильтров и аппаратуры управления, замену кварцевых изоляторов и изолирующих штанг, изоляторных коробок, высоковольтных и низковольтных кабелей электрофильтров производит энергослужба. Ремонт корпуса, футеровки и шибберных затворов электрофильтра, обвязку электрофильтра газходами, демонтаж, замену и монтаж коронирующих и осадительных электродов, промывку электрофильтров, ремонт линии слива конденсата и системы промывки электрофильтров и центровку электродных систем производит персонал механослужбы.

Технический надзор за состоянием корпусов электрофильтров, шибберов, газходов, линий слива конденсата, рамы осадительных электродов и системы встряхивания, оборудования системы промывки электрофильтров и их эксплуатацию осуществляет служба главного механика.

Технический надзор за состоянием силовых агрегатов, освещения, осадительных и коронирующих электродов и их эксплуатацию осуществляет служба главного энергетика.

Ответственность за правильную эксплуатацию мокрых и сухих электрофильтров возлагается на энергослужбу.

Выполнение спецработ

Ремонт и ревизия: механической части электрифицированных задвижек и дозаторов; металлоконструкций прожекторных мачт, подъемных лестниц для обслуживания заграждений высотных сооружений; механического оборудования систем автоматического пожаротушения и газового хозяйства в технологических цехах выполняется персоналом механослужбы. Им же осуществляются обеспечение проходимости отборных устройств, устранение пропусков на отборах проб, набивка сальников и иные работы,

обеспечивающие герметичность технологического оборудования.

Обеспечение погрузочно-разгрузочных работ ремонтируемого технологического оборудования производится: в энергохозяйстве персоналом энергослужбы, в технологических цехах - механослужбы.

Здания и сооружения

Осмотр и проверка состояния зданий, сооружений и отдельных строительных конструкций, в том числе на противокоррозионную защиту, проводится 1 раз в полгода; подземных конструкций - выборочно 1 раз в три года; текущий осмотр зданий и сооружений, находящихся в особо неблагоприятных условиях, - 1 раз в 10 дней службой технологических цехов. Результаты осмотра заносятся в журнал технического состояния строительных конструкций. Служба главного архитектора осуществляет контроль с отметкой в журнале.

Составление планов реконструкции и ремонтно-восстановительных работ в цехах предприятия производит отдел главного архитектора, согласовывает их с отделом главного энергетика предприятия по энергетическим цехам и в целом по зданиям энергохозяйства. Выводы главного энергетика являются определяющими в пределах решаемых задач по должности.

Разрешение на выполнение ремонтно-восстановительных работ в цехах предприятия выдается главным архитектором. Служба главного архитектора осуществляет контроль хода ремонтно-восстановительных работ, принимает участие в приемке выполненных работ и оформлении актов на их приемку.

Замер температурно-влажностного режима и загазованности на рабочих местах и в зоне основных строительных конструкций и цехах производится силами заводской лаборатории по графикам, составляемым с участием начальников цехов. Результаты замеров фиксируются в журнале наблюдений за состоянием воздушной среды цеха. Контроль осуществляет служба главного архитектора.

5. ФОРМЫ РЕМОНТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ

Предприятие (объединение) _____

Форма 1

Структурное подразделение _____

СМЕННЫЙ ЖУРНАЛ по учету выявленных дефектов и работ по их устранению

(наименование производств, схема)

Наименование оборудования	Номер по схеме (инвент. номер)	Описание обнаруженных дефектов	Дата, время	Подпись	Отметка об устранении дефектов	Дата, время	Подпись
1	2	3	4	5	6	7	8

Предприятие (объединение) _____

Структурное подразделение _____

РЕМОНТНЫЙ ЖУРНАЛ

Наименование
оборудования _____

Инвентарный номер (номер по схеме) _____

Паспорт _____

Вид ремонта	Дата ремонта		Фактически отработано часов после предыдущего ремонта (числитель) и простой в ремонте (зна- менатель), ч	Описание проведенных ремонтных работ	Наименование и номер замененных узлов, агрегатов и деталей	Должность, фамилия и подпись ответственного лица		Приме- чания
	нача- ло	оконча- ние				проводив- шего ремонт	приняв- шего ремонт	
1	2	3	4	5	6	7	8	9

Предприятие _____

Цех _____

УТВЕРЖДАЮ
 Главный энергетик
 (механик)

_____ г.

ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ

На _____ ремонт _____ инвентарный № _____
 вид ремонта наименование оборудования

Наименование агрегатов, узлов и деталей, подлежащих ремонту, перечень дефектов и мероприятия по их устранению	№ чертежа	Необходимые материалы и запчасти			Ответственный исполнитель ремонта (должность, фамилия)	Примечания
		Наименование	Единица изм.	Количество		
1	2	3	4	5	6	7

Проверил _____

Начальник цеха _____

Мастер цеха _____

Форма 4

УТВЕРЖДАЮ
Заместитель генерального директора
Главный инженер

(подпись) (расшифровка подписи)

«__» _____ г.

Подразделение

СМЕТА ЗАТРАТ

Название сметы

Основание _____ Сметная стоимость _____ руб.
(ведомость дефектов или чертеж) в ценах _____ г.

Главный энергетик _____
(подпись) (расшифровка подписи)

СОГЛАСОВАНО

Исполнитель _____
(должность) (подпись) (расшифровка подписи)

АКТ

на сдачу в капитальный ремонт _____

«__» _____ г.

Настоящий акт составлен представителем _____

наименование ремонтного предприятия,

подразделения (исполнителя), должность и фамилия

с одной стороны и представителем _____

наименование предприятия,

организации (заказчика), должность и фамилия

с другой стороны в том, что произведена сдача в капитальный ремонт _____

наименование оборудования, инвентарный номер (номер по схеме)

паспорт № _____ формуляр № _____

(при наличии паспорта)

(при наличии формуляра)

наработка с начала эксплуатации или от последнего капитального ремонта _____

_____ ; техническое состояние,

комплектность и принятые меры по технике безопасности данного оборудования

соответствуют _____

наименование и (или) номер нормативно-технической документации

Заключение:

наименование оборудования и состав комплектности

в капитальный ремонт принято _____

дата приемки

не принято _____

указать отклонения от нормативно-технической документации

и (или) другие причины отказа от приемки в ремонт

Представитель ремонтного предприятия (подразделения) _____

подпись

М. П.

ремонтного предприятия

АКТ №

на выдачу из капитального ремонта _____
 «__» _____ Г.

Настоящий акт составлен представителем заказчика _____
 наименование

_____ предприятия, организации (заказчика), должность и фамилия
 с одной стороны и представителем _____
 наименование ремонтного

_____ предприятия, подразделения (исполнителя), должность и фамилия
 с другой, в том, что произведена выдача из капитального ремонта _____
 наименование

_____ оборудования, инвентарный номер (номер по схеме)

паспорт № _____ формуляр № _____
 (при наличии паспорта) (при наличии формуляра)

Техническое состояние и комплектность данного оборудования соответствует

_____ наименование и номер нормативно-технической документации, инструкции

Ремонтное предприятие (подразделение) гарантирует исправную работу
 оборудование в течение _____
 гарантийная наработка или гарантийный срок

Заключение:

_____ наименование оборудования
 по окончании ремонта прошло испытание, признано годным к эксплуатации и выдано
 из капитального ремонта «__» _____ Г.

Принял представитель заказчика _____
 подпись

Сдал представитель ремонтного предприятия (подразделения) _____
 подпись

М.П.
 ремонтного предприятия

СОГЛАСОВАНО

Главный механик

«__» _____ г.

Начальник производственного отдела

«__» _____ г.

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора-

Главный инженер

«__» _____ г.

ГОДОВОЙ ПЛАН-ГРАФИК

ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ НА _____ г.

(наименование энергетического или технологического подразделения)

Наименование оборудования	Номер по схеме (инв. номер)	Норматив ресурса между ремонтами(числитель) и простой (знаменатель)				Дата последнего ремонта (число, месяц)				Условное обозначение ремонта (числитель) и время простоя в ремонте, ч (знаменатель)												Годовой простой в ремонте, ч	Годовой фонд рабочего времени, ч
		Т	Т	Т	К	Т	Т	Т	К	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24

Главный энергетик _____

Форма 8

УТВЕРЖДАЮ

Главный энергетик

(Главный механик)

_____ г.

МЕСЯЧНЫЙ ПЛАН-ГРАФИК-ОТЧЕТ**ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОГО РЕМОНТА ОБОРУДОВАНИЯ НА _____ м-ц 20__ г.**

Наименование оборудования	Номер по схеме (инвент. номер)	Дата и вид последнего ремонта	Факт, пробег после последнего ремонта, ч	Плановая продолж. прост. в ремонте, ч	Плановая трудоемкость, чел.-ч	Календарные сроки ремонта																
						1	2	3	4	5	6	7	...	24	25	26	27	28	29	30	31	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	...	30	31	32	33	34	35	36	37	

Начальник цеха _____

Мастер цеха. _____
ремонт

Условные обозначения:

К - капитальный ремонт, Т - текущий

МЕСЯЧНЫЙ ОТЧЕТ
О ПЛАНОВО-ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНОМ РЕМОНТЕ ОБОРУДОВАНИЯ

за _____ м-ц 20__ г.

Наименование оборудования	Номер по схеме (инвентарный номер)	Дата и вид последнего ремонта	Нормативы ресурса между ремонтами, ч	Фактический пробег после предыдущего ремонта, ч	Вид проведенного ремонта	Дата проведения ремонта		Продолжительность простоя в ремонте, ч	
						Начало ремонта	Конец ремонта	план	факт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

125

Условные обозначения:
К - капитальный ремонт
Т - текущий ремонт

Начальник цеха _____
(подпись) (расшифровка подписи) (дата)
Мастер цеха _____
(подпись) (расшифровка подписи) (дата)

ВЕДОМОСТЬ ГОДОВЫХ ЗАТРАТ НА РЕМОНТЫ на 200__г.

по (наименования предприятия, службы, цеха)

тыс. руб. без НДС _____

126

Наименование раздела, объекта	Номер строки	Сметная стоимость ремонта (всего)	Материальные затраты в сметной стоимости	Сроки проведения ремонта подразделения		Фактическая стоимость незавершенных ремонтов (всего освоено) на начало года	Материальные затраты в составе незавершенных ремонтов на начало года	Затраты на производство ремонтов, включая стоимость работ, выполняемых хозяйспособом, на 200__год				Лимиты материальных затрат (покупных материалов, оформляемых актами расхода и организации по актам сдачи-приемки выполненных работ формы КС-1). По (наименование предприятия) на 200__год.		Наличие проектно-сметной документации	Наличие предписаний контролирующих организаций		
				Начало	Окончание			Всего	В том числе				Всего			В том числе	
									1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал				Услуг и подрядчиков	Материалы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Раздел 1. Капитальный ремонт, итого	0001																
Основные цеха, в т.ч.	002																

Наименование раздела, объекта	Номер строки	Сметная стоимость ремонта (всего)	Материальные затраты в сметной стоимости	Сроки проведения ремонта подразделения		Фактическая стоимость незавершенных ремонтов (всего освоено) на начало года	Материальные затраты в составе незавершенных ремонтов на начало года	Затраты на производство ремонтов, включая стоимость работ, выполняемых хозспособом, на 200__год					Лимиты материальных затрат (покупных материалов, оформляемых актами расхода и организации по актам сдачи-приемки выполненных работ формы КС-1). По (наименование предприятия) на 200__год.		Наличие проектно-сметной документации	Наличие предписаний контролирующих организаций	
				Начало	Окончание			Всего	В том числе				Всего	В том числе			
									1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал		Услуг и подрядчиков			Материалы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
перечень работ по цехам																	
в т.ч остановочные ремонты																	
перечень работ по цехам																	
Раздел 2. Текущий ремонт, итого																	
Основные цеха, в т.ч																	
перечень работ по цехам																	
в т.ч остановочные ремонты																	

Продолжение таблицы формы 9

Наименование раздела, объекта	Номер строки	Сметная стоимость ремонта (всего)	Материальные затраты в сметной стоимости	Сроки проведения ремонта подразделения		Фактическая стоимость незавершенных ремонтов (всего освоено) на начало года	Материальные затраты в составе незавершенных ремонтов на начало года	Затраты на производство ремонтов, включая стоимость работ, выполняемыххозспособом, на 200__год					Лимиты материальных затрат (покупных материалов, оформляемых актами расхода и организации по актам сдачи-приемки выполненных работ формы КС-1). По (наименование предприятия) на 200__год.		Наличие проектно-сметной документации	Наличие предписаний контролирующих организаций	
				Начало	Окончание			Всего	В том числе				Всего	В том числе			
									1 квартал	2 квартал	3 квартал	4 квартал		Услуг и подря-чиков			Матери-алы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
перечень работ по цехам																	
Всего по двум разделам																	
в т.ч остановочные ремонты																	

Заместитель руководителя предприятия — главный инженер _____

Начальник планово-экономического отдела _____

Главный энергетик (механик, приборист) _____

УТВЕРЖДАЮ

Заместитель генерального директора —
главный инженер

_____ 20__ г.

АКТ

на изменение календарного срока
установление

_____ ремонта

(вид ремонта)

от _____ 20__ г.

Наименование технологического (энергетического) подразделения _____

Наименование оборудования _____

Инвентарный № (номер по схеме) _____

Срок ремонта, намеченный графиком*

Фактически отработано часов от последнего ремонта _____ часов

при норме _____ часов.

Причины отклонения от графика _____

Техническое состояние оборудования и заключение о возможности переноса срока
ремонта _____

Установленный срок ремонта _____ 20__ г.

Руководитель технологического
(энергетического) цеха _____

(подпись)

_____ (расшифровка подписи)

Механик (мастер) цеха _____

(подпись)

_____ (расшифровка подписи)

Виза:

Главный механик (Главный энергетик)

_____ 20__ г.

* Заполняется при изменении календарного срока проведения ремонта

Форма 11УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор

« ____ » _____ 20__ г.

ГРАФИК ОСТАНОВОЧНЫХ РЕМОНТОВ ЦЕХОВ И ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ НА 20__ г.

Наименование цеха	январь	февраль	март	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	октябрь	ноябрь	декабрь

130

Главный механик
Главный энергетик
Главный метрологЗаместитель руководителя предприятия —
Главный инженер
Начальник ПО
Директор по транспорту

Предприятие (объединение) _____
 Структурное подразделение _____

ЖУРНАЛ УЧЕТА УСТАНОВКИ И СНЯТИЯ ЗАГЛУШЕК

Место установки заглушки	Номер заглушки	Дата и время установки заглушки	Должность, фамилия и подпись лица,		Дата и время снятия заглушки	Должность, фамилия и подпись лица,	
			давшего указание на установку заглушки	установившего заглушку		давшего указание на снятие заглушки	снявшего заглушку
1	2	3	4	5	6	7	8

УТВЕРЖДАЮ
 Генеральный директор
 _____ 20__ г.

**АКТ
 приемки работ после остановочного капитального ремонта**

(цеха, системы)

_____ 20__ г.

Комиссия, назначенная приказом от _____ № _____ в составе:

Председатель _____ Заместитель руководителя –
 главный инженер _____
 предприятия _____

Члены комиссии:

начальник ПО	_____
начальник ООТиТБ	_____
главный механик	_____
главный энергетик	_____
главный метролог	_____
начальник ПЧ-70	_____
начальник ЦВиК	_____
начальник цеха	_____
нач. бюро технадзора ОГМ	_____
начальник РМЦ	_____
начальник ЦЦР	_____
начальник РСЦ	_____
начальник ЭРЦ	_____
начальник ЦЭРЦ	_____
начальник цеха КИПиА	_____

От подрядной организации: _____
 (наименование организации)

главный инженер	_____
начальник ПО	_____
начальник участка	_____
руководитель работ	_____
инженер по ТБ	_____

составили настоящий акт о том, что:

1. По плану остановочный капитальный ремонт должен проводиться с _____ 200__ г. по _____ 200__ г.

2. Фактический срок проведения остановочного ремонта с _____ 200__ г. по _____ 200__ г.

3. Прекращен выпуск продукции _____ 200 __г. остановочный капитальный ремонт
отремонтировано следующее оборудование:

4. Не отремонтировано следующее оборудование (наименование оборудования и причина непроведения ремонта):

Выводы и предложения комиссии:

Комиссия считает _____ принятым в эксплуатацию после
остановочного ремонта _____ 200 __г. (цех, система)

Подписи:

Председатель комиссии _____

Члены комиссии _____

ПАСПОРТ № _____
основного энергетического оборудования
заводской № _____

ПАСПОРТ №

УТВЕРЖДАЮ
Гл. энергетик

Общая характеристика

Цех _____ Место установки _____
 Тип _____ Завод-изготовитель _____
 Инвентарный номер № _____ Оценка по балансу _____
 Место изготовления _____ Характер работы _____
 Год установки _____ Год пуска в эксплуатацию _____

Краткая техническая характеристика

Габаритные размеры	Поверхность	Вес	Емкость

Назначение и краткое описание

Схема последовательной связи

Эскизный чертеж

Спецификация основных узлов

№ № п.п	Наименование	Материал	Количество	Основные размеры в мм						№ чертежа	Примечание
				длина	ширина	высота	толщина	диам. внутр.	диам. наруж.		

Конструктивные показатели, характеризующие производительность

№ № п.п	Наименование	Показатель	№ № п.п	Наименование	Показатель

Место и характер наибольшего механического и химического износа

**Условия работы и описание процесса.
Удобства обслуживания**

Удельные и количественные показатели техпроцесса

№№ п.п.	Наименование материалов	Количество		Примечание
		фактич.	нормальн.	

Вспомогательная аппаратура

№№ п.п.	Наименование	Материал	Кол-во	Назначение	№№ чертежа	Паспортные данные

Контрольно-измерительные приборы, автоматика, дистанционное управление

№№ п.п.	Наименование	Год установки	Назначение	№№ паспорта	Прверка

Характеристика обслуживания

Отделение или агрегат, к которому относится оборудование _____
 Место расположения оборудования _____
 Ответственное лицо за состояние оборудования: _____
 по эксплуатации _____ по ремонту _____

Перечень обследований, которым подвергся аппарат

Дата	Кем проводилось обследование	Задание	Краткие выводы	Место хранения

Последующие изменения

Дата	К какому разделу относятся изменения	% износа	Сущность изменения

Ремонтные нормативы

Вид ремонта	Норма межремонтного пробега	Длительность ремонта в час	Средняя стоимость ремонта
Текущий			
Капитальный			

Перечень потребных запчастей к оборудованию

№№ п.п.	Наименование	ОС Т №	Материал	К-во	Складской индекс	Время		Чертеж №	Место изготовления
						монтажа	демонтажа		

Перечень чертежей, относящихся к оборудованию

№№ п.п.	Наименование	№№ чертежа	№№ позиции	Место хранения
1	2	3	4	5

Паспорт составил:
 Инж.-технолог цеха
 Инж.-энергетик цеха

«__» _____ 200 г.

УТВЕРЖДАЮ
 Заместитель руководителя
 предприятия —
 Главный инженер

_____ 20 ____ г.

НОМЕНКЛАТУРА

основного оборудования цеха _____,
 (наименование подразделения)

на которое распространяется метод плано-периодического ремонта

№ п/п	№ позиции (количество)	Наименование оборудования (тип, марка), краткая техническая характеристика	Периодичность ремонта, ч (числитель) Время простоя в ремонте, ч (знаменатель)	
			Тек. ремонт	Кап. ремонт
1	2	3	4	5

Начальник ПО _____
 (подпись) (расшифровка подписи)

Главный механик
 (Главный энергетик) _____
 (подпись) (расшифровка подписи)

Начальник цеха _____
 (подпись) (расшифровка подписи)

УТВЕРЖДАЮ
 Заместитель руководителя
 предприятия —
 Главный инженер

_____ 20 ____ г.

НОМЕНКЛАТУРА

вспомогательного оборудования цеха _____,
 (наименование подразделения)

на которое распространяется метод послеосмотрового ремонта

№ п/п	№ позиции (количество)	Наименование оборудования (тип, марка), краткая техническая характеристика	Периодичность ремонта, ч (числитель) Время простоя в ремонте, ч (знаменатель)	
			Осмотр (тек. ремонт)	Кап. ремонт
1	2	3	4	5

Начальник ПО _____
 (подпись) (расшифровка подписи)

Главный механик
 (Главный энергетик) _____
 (подпись) (расшифровка подписи)

Начальник цеха _____
 (подпись) (расшифровка подписи)

НАРЯД-ДОПУСК
на проведение ремонтных работ

1. Производство, цех (корпус) _____
2. Место проведения работ _____
3. Объем (тыс. руб.) и содержание работ _____
4. Непосредственный руководитель работ от подрядной организации

(должность, Ф.И.О.)

5. Ответственный за подготовку и сдачу оборудования (объекта) в ремонт от заказчика _____

(должность, Ф.И.О.)

6. Мероприятия по подготовке оборудования (объекта) в ремонт

7. Подготовительные работы выполнены в полном объеме.
Оборудование (объект) подготовлено к ремонту

(подпись ответственного за подготовку, дата)

8. Оборудование (объект) принято в ремонт. С объемом и условиями работ ознакомлен

(подпись непосредственного исполнителя работ, дата)

9. Мероприятия, обеспечивающие безопасность проведения работ

№ п/п	Перечень мероприятий	Ответственный за выполнение мероприятий (должность, Ф.И.О)	Отметка о выполнении (подпись)

10. Первичный инструктаж в объеме инструкции по технике безопасности, производственной санитарии и пожарной безопасности цеха №___ с рабочими и специалистами подрядной организации провел

(должность, Ф.И.О., подпись)

11. Текущий инструктаж с ремонтным персоналом о мерах безопасности при выполнении работ провел

(подпись непосредственного руководителя работ, дата)

12. Список лиц, прошедших текущий инструктаж и допущенных к выполнению работ. С условиями выполнения работ ознакомлен, инструктаж по безопасному ведению работ получен.

Профессия	Ф.И.О.	Подпись	Профессия	Ф.И.О.	Подпись

13. Начальник цеха _____

(ф.и.о., подпись, дата)

14. Перечень документации, прилагаемой к наряду-допуску:

а) _____

б) _____

в) _____

15. Ежедневный допуск к работе.

Дата	Результаты анализа воздушной среды	К работе допущены			Работы закончены	
		Время (час, мин)	Подпись		Время (час, мин)	Подпись начальника смены
			нач. смены	непосред. рук. раб.		

16. Работа выполнена в полном объеме, ремонтный персонал выведен из цеха, материалы, инструменты, посторонние предметы из ремонтируемого оборудования убраны. Наряд-допуск закрыт.

«__» _____ 200__ г.

Представитель заказчика _____

Ф.И.О., подпись

Начальник смены (мастер) _____

Ф.И.О., подпись

Механик (энергетик) _____

Ф.И.О., подпись

Срок действия
разрешения

с « » _____ г.
по « » _____ г.

**РАЗРЕШЕНИЕ
на производство земляных работ на территории**

(наименование предприятия)

1. Место проведения земляных работ _____

2. Непосредственный руководитель работ _____
(должность, Ф.И.О.)

3. Характер земляных работ _____

4. Выкопировка из генплана предприятия с указанием места проведения земляных работ и всех подземных сооружений в масштабе

Начальник цеха (службы)

(должность, Ф.И.О.)

Пожарная охрана	Служба сетей и связи электроцеха	Газовое хозяйство	Транспортный цех	Теплоцех
Должность, подпись	Должность, подпись	Должность, подпись	Должность, подпись	Должность, подпись
Артезианское водоснабжение	Цех межцеховых коммуникаций	Водоцех	Цех канализационных сетей	
Должность, подпись	Должность, подпись	Должность, подпись	Должность, подпись	

5. Выкопировка из генплана предприятия соответствует натуре. Производство работ дополнительно согласовано со следующими службами и цехами (нужное подчеркнуть):

6. Условия безопасности производства работ

7. Выкопировка из генплана получена, с условиями работ ознакомлен, инструктаж с исполнителями произведены.

Представитель
заказчика _____

(подпись, дата)

6. ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

6.1. Охрана труда

В промышленную безопасность входят мероприятия по созданию наиболее благоприятных условий для сохранения здоровья работников, исключения несчастных случаев и травматизма.

Федеральная служба по технологическому надзору, ее местные органы надзора в пределах возложенных на них функций по надзору за безопасным ведением работ в промышленности обеспечивают соблюдение установленных правил, норм и инструкций по охране труда и промышленной безопасности.

Соблюдение надзорных функций по охране труда и промышленной безопасности на промышленных предприятиях возложено непосредственно на начальников цехов при руководстве заместителя главного инженера по безопасности производства.

Основными задачами по промышленной безопасности являются:

- защита работников от загазованности (запыленности);
- выполнение требований по освещению помещений;
- защита от шума и вибрации;
- выполнение требований по электробезопасности.

Защита от загазованности (запыленности)

Вентиляция помещений согласно ГОСТ 12.2.003-74 «Оборудование производственное» предусматривает такие условия, при которых в процессе эксплуатации производственного оборудования выбросы вредных веществ в окружающую среду не превышают норм, установленных ГОСТ и требования к контролю фактического содержания вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Фактическое содержание вредных веществ не должно превышать предельно допустимые концентрации (ПДК), установленные ГОСТ 12.1.005-76.

Помещения, в которых установлено оборудование, содержащее вредные вещества, должны быть оборудованы вентиляцией, в том числе аварийной.

На рабочих местах содержание в воздухе пыли не должно превышать ПДК. Вентиляционная система должна обеспечить эвакуацию пыли из помещения и доведение качества воздуха до нормы. Для индивидуальной защиты от пыли применяют респираторы.

Во всех производственных помещениях взрывоопасных и взрыво- и пожароопасных производств должна быть предусмотрена непрерывно действующая приточно-вытяжная механическая, естественная или смешанная вентиляция. Количество воздуха, необходимое для ассимиляции избытка явного тепла, влаги и выделяющихся вредных веществ и пыли, должно быть таким, чтобы концентрация взрывоопасных газов и паров в воздухе помещения не превышала 5 % нижнего предела взрываемости и чтобы обеспечивались минимальные нормы воздуха на одного человека (не менее 20 м³/чел.)

Для определения эффективности вентиляционных систем измеряют параметры метеорологических условий и содержание вредных веществ в воздухе производственного помещения при полной загрузке по мощности всего оборудования.

Аэродинамические испытания вентиляционных систем проводят в сроки, утвержденные графиком, но не реже одного раза в год, а также после каждого капитального ремонта или реконструкции, в соответствии с ГОСТ 12.3.018-79 «Системы вентиляционные. Методы аэродинамических испытаний».

СНиП П-33-75 для производственных помещений предусматривают воздушные паровые и водяные системы отопления. Для производств категорий А, Б и Е предусматривается воздушное отопление, работающее на наружном воздухе без рециркуляции; допускаются системы водяного и парового отопления, если нет опасности самовоспламенения веществ от нагревания поверхностями нагревательных приборов и трубопроводов.

Освещение

Нормы на естественное, искусственное и совмещенное освещение зданий и сооружений, мест производства работ вне зданий, промышленных площадок установлены СНиП П-4-79. Помещения с постоянным пребыванием людей

должны иметь естественное освещение в пределах норм, установленных для работы данного характера. Светильники искусственного освещения должны быть расположены так, чтобы обеспечивалась надежность их крепления, безопасность, удобство обслуживания и требуемая освещенность с учетом ее равномерности. Аварийное освещение должно обеспечивать наблюдение за работой при внезапном отключении рабочего освещения; оно должно быть не менее 2 лк в помещении и не менее 1 лк - на территории предприятия. Наименьшая освещенность эвакуационного освещения на полу проходов и на ступенях лестниц в помещении - 0,5 лк, на открытой территории - 0,2 лк. Аварийным освещением одновременно можно пользоваться и как эвакуационным. Источники питания аварийного освещения должны удовлетворять требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ).

Применяемое переносное освещение во взрывоопасных цехах должно отвечать требованиям, предъявляемым к электроприборам и агрегатам таких цехов. Для внутреннего освещения технологических аппаратов во время их осмотра и ремонта следует применять переносные светильники во взрывозащищенном исполнении напряжением не более 12 В, защищенные металлической сеткой.

Защита от шума

Допустимые параметры шума в производственных условиях определяются ГОСТ 12.1.003-76, а шумовые характеристики оборудования и рабочих мест - ГОСТ 12.1.024-81, 12.1.025-81, 12.1.026-80, 12.1.027-80, 12.1.028-80.

Зона с уровнем звука более 85 дБА должна быть обозначена знаками безопасности; в таких зонах можно работать только в средствах индивидуальной защиты по ГОСТ 12.4.051-78. Интенсивность распространения шума по воздуху можно уменьшить установкой на его пути звукоизолирующих преград (стен, перегородок, кожухов и т. д.). Акустическая обработка помещений (устройство звукопоглощающих облицовок стен, потолка, пола или размещения в нем штучных звукопоглотителей) позволяет существенно уменьшить энергию отраженных волн и уровень шума на рабочем месте.

Защита от вибрации

Гигиеническую оценку вибрации, воздействующей на человека в производственных условиях, производят с помощью частотного анализа по интегральным частотным оценкам нормируемого параметра или дозам вибрации.

Вибрация может вызвать стойкие нарушения физиологических функций организма, поэтому уменьшение вибраций до безопасных параметров - весьма ответственная задача. Вибробезопасные условия труда обеспечиваются применением средств виброзащиты, поддержанием в условиях эксплуатации технического состояния машин на уровне, предусмотренном режимом труда и требованиями НТД, регулируемыми продолжительность воздействия вибрации на работающих.

Электробезопасность

При эксплуатации электрооборудования работники могут подвергаться воздействию электрического тока, электрической дуги, статического электричества, а на высоковольтных установках - и электромагнитного поля. Защита от такого воздействия обеспечивается системой организационно-технических мероприятий и средств. Система устанавливает общие требования на все электроустановки, на основе которых для каждого отдельного случая составляют НТД (инструкцию) по охране труда, утверждаемую в установленном порядке.

Большинство помещений, в которых размещено теплотехническое оборудование, относится к влажным, сырým и особо сырým, жарким, пыльным. В соответствии с ПУЭ такие помещения по степени опасности поражения людей электрическим током относятся к помещениям повышенной опасности или к помещениям особо опасным, поэтому установлены особые требования к электрооборудованию, к допустимым напряжениям, системам защиты, мероприятиям, обеспечивающим безопасность эксплуатации.

На исход поражения электрическим током влияют следующие факторы: вид и величина тока и напряжения, частота тока, продолжительность воздействия на организм, условия внешней среды.

Наименьшее значение ощутимого тока, т. е. электрического тока, вызывающего при прохождении через организм человека ощутимое раздражение, называется пороговым ощутимым током. При переменном токе с частотой 50 Гц он равен 0,6-1,5 мА, при постоянном токе - 57 мА. Пороговый неотпускающий ток, когда человек ощущает боль, а мышцы рук его судорожно сокращаются, при переменном токе частотой 50 Гц составляет 10-15 мА, а при постоянном токе -50-80 мА.

Чем дольше человек находится под током, тем больше вероятность тяжелого или смертельного исхода, поэтому установлены нормы допустимых токов, проходящих через тело человека, в зависимости от продолжительности воздействия.

Опасность прикосновения человека к незаземленным токоведущим частям определяется значением тока, проходящего через его тело, т. е. напряжением прикосновения и сопротивлением электрической цепи человека. В условиях энергетических цехов напряжение прикосновения зависит от напряжения сети, ее схемы, режима нейтрали, схемы включения человека в цепь, степени изоляции токоведущих частей от земли. В сопротивление электрической цепи человека входят сопротивление тела человека, сопротивление обуви, пола или грунта, на котором он стоит. При любом однофазном включении человека в цепь он касается пола или грунта, поэтому сопротивление опорной поверхности существенно влияет на значение тока, проходящего через человека. Вместе с тем в процессе эксплуатации оборудования нельзя полностью рассчитывать на защитные свойства опорных поверхностей, которые в случае повреждений могут потерять электрическое сопротивление, весьма высокое в нормальном состоянии.

ПУЭ, ПТЭ и ППБ предусматривают необходимые меры безопасности при эксплуатации электроустановок.

Для персонала, обслуживающего энергетическое оборудование, для каждой электроустановки и каждого рабочего места должны быть разработаны и утверждены главным инженером предприятия специальные инструкции. В них должны быть указаны последовательность операций пуска и остановки оборудования, меры, применяемые при возникновении аварии, порядок допуска к ремонту оборудования и другие меры безопасности для конкретного объекта.

Для защиты людей при их прикосновении к металлическим корпусам машин, аппаратов, светильников и других нетоковедущих частей, которые при неисправной изоляции могут оказаться под током, применяют защитное заземление - преднамеренное электрическое соединение их с землей или зануление - преднамеренное электрическое соединение с нулевым защитным проводником. Состояние защитного заземления и зануления периодически, в установленные сроки, контролируют внешним осмотром их элементов и измерением сопротивления заземляющих устройств.

Для обеспечения безопасности при таких повреждениях электроустановок как замыкание на землю, снижение сопротивления изоляции, неисправности в системах заземления и зануления применяют защитное отключение - быстродействующую защиту, автоматически отключающую электроустановку при возникновении в ней опасности поражения током.

Для уменьшения опасности поражения электрическим током предусмотрено применение малых напряжений. В производственных переносных электроустановках применяют напряжение 12, 36 и 42 В. Источником малого напряжения являются понизительные трансформаторы, которые должны быть заземлены или занулены. Автотрансформаторы как источник малого напряжения применять нельзя.

Отдельные виды технологического оборудования изготавливаются во взрывобезопасном исполнении. В зависимости от категории и группы взрывоопасности смеси, которая может образоваться в помещении или на наружной установке, применяют взрывозащищенное электрооборудование

следующих видов: взрывонепроницаемое, маслонеполненное, повышенной надежности против взрыва, продуваемое под избыточным давлением, искробезопасное и специальное. Категорию и группу смесей находят по таблице классификации взрывоопасных веществ, приведенной в ПУЭ. Для всех классов взрывоопасных помещений и наружных установок электродвигатели напряжением 10 кВ и выше должны быть исполнены продуваемыми под избыточным давлением. Электродвигатели напряжением 6 кВ и ниже должны быть следующих исполнений: для помещений и наружных установок класса В-I и В-II - продуваемыми под избыточным давлением; для классов В-Iа, В-Iб, В-Iг и В-IIа - продуваемыми под избыточным давлением повышенной надежности.

При эксплуатации всех видов электрооборудования необходимо следить, чтобы оно не находилось в атмосфере сильной влажности, пыли и газов. Влага и пыль могут проникнуть в оболочку электрооборудования и стать причиной короткого замыкания.

В процессе работы электродвигателя ведут общее наблюдение за его состоянием, обращая внимание на нагрев статора и подшипников, общий уровень шума и вибрацию. Перегрев подшипников не должен превышать 80 °С. При частоте вращения 3000 об/мин максимально допустимая амплитуда вибрации 0,5 мм, а при частоте вращения 1500 об/мин - 0,1 мм. Перегрев или вибрация выше допустимых пределов должны служить основанием для немедленной остановки агрегата.

В результате трения, дробления, размола, просевания, пневмотранспорта, пересыпания или переливания диэлектрических материалов или жидкостей в металлическом оборудовании, изолированном от земли, возникают электростатические разряды. Напряжение статической электризации зависит от многих условий и может достигать десятков киловольт, но ток не превышает тысячных долей миллиампера. Опасность статического электричества заключается в возможности быстрого искрового разряда между частями оборудования или разряда на землю.

Ряд технологических объектов относится к классу ЭСИБ (электростатической искробезопасности сильной электризации). Для исключения разрядов необходимо устранять образование зарядов, что достигается заземлением оборудования и коммуникаций, увеличением влажности или ионизацией воздуха, применением антистатических примесей (присадок, поверхностно-активных веществ) и т. д.

Одним из импульсов воспламенения горючих веществ, способных вызвать взрывы оборудования и пожары, является молния - мощный электрический разряд атмосферного электричества. Наибольшему воздействию молнии подвергается высокое оборудование, имеющее малое электрическое сопротивление. Система защиты от молнии состоит из молниеприемников, токоотвода и заземлителя. Заземлители системы молниезащиты совмещают с защитным заземлением электрооборудования.

Пожаро- и взрывобезопасность

Категорию каждого производства по пожаро- и взрывоопасности устанавливают исходя из группы горючести обращающихся в производстве веществ, по нормам технологического проектирования или по перечням производства. По взрывной, взрыво-пожарной и пожарной опасности производства подразделяются на шесть категорий: А и Б - взрывопожароопасные, В и Г - пожароопасные и Е - взрывоопасные.

От категории производства зависят огнестойкость зданий, взаимное расположение оборудования и отдельных производственных объектов, допустимые системы отопления, вентиляции и т. д.

Согласно ПУЭ производственные помещения делятся на пожароопасные (классы П-I, П-II, П-IIIа, П-IIIб) и взрывоопасные (классы В-I, В-Iа, В-Iб, В-II, В-IIа). Конструкции всех электроустановок, устанавливаемых в пожаро- и взрывоопасных помещениях, должны соответствовать требованиям класса, к которому отнесено данное производство. Класс пожаро- и взрывоопасности определяют руководители технологической и электрической служб проектирующей или эксплуатирующей организации.

6.2. Промышленная безопасность при эксплуатации оборудования

На все основное оборудование в обязательном порядке должны иметься паспорта. В них должны быть указаны устройство, назначение, техническая характеристика, требования безопасности при эксплуатации и ремонте.

Важнейшим требованием промышленной безопасности эксплуатируемого энергетического оборудования является его герметичность и прочность. Герметичность принято определять по падению давления за 1 ч в процентах от давления испытания. Герметичность считается удовлетворительной, если падение давления не более 0,1 % для оборудования, содержащего токсичные среды, и не более 0,2 % для оборудования, содержащего пожаро- и взрывоопасные среды. В повторно испытываемом оборудовании падение давления должно быть не более 0,5 %. При испытаниях падение рабочего давления наблюдают в течение не менее 4 ч при периодической проверке и не менее 24 ч - для вновь установленного оборудования. Безопасность проведения испытаний на герметичность должна быть отражена в инструкции, утвержденной главным инженером предприятия.

Ограничение давления - главный фактор обеспечения безопасности и надежности эксплуатируемого технологического оборудования, поэтому на аппараты, работающие под давлением свыше 0,07 МПа, распространяются специальные правила, утвержденные Федеральным надзором, которые определяют требования к их устройству, изготовлению, монтажу, ремонту и эксплуатации.

Аппараты, на которые распространяются указанные правила, до пуска в эксплуатацию должны регистрироваться в органах Федерального надзора. Правила устанавливают показатели для некоторых аппаратов, работающих под давлением, регистрация которых в органах Федерального надзора не требуется.

Аппараты, регистрируемые в органах Федерального надзора, должны быть установлены на открытых производственных площадках или в отдельных зданиях, за исключением случаев, оговоренных правилами. Эти аппараты

должны быть устойчивыми и доступными для осмотра, ремонта и очистки как с внутренней, так и с наружной стороны.

Аппараты, работающие под давлением, должны быть снабжены приборами для измерения давления и температуры среды, предохранительными устройствами и указателями уровня жидкости. В необходимых случаях для контроля тепловых потоков измеряют температуру стенок аппарата по его длине. Между аппаратом и предохранительным клапаном нельзя устанавливать запорную арматуру. Если на аппарате установлены два клапана, то между ними и аппаратом можно установить трехходовой кран. Аппараты, содержащие токсичные и взрывоопасные среды, должны быть снабжены обратными клапанами на подводящих линиях.

Манометры устанавливают на штуцере корпуса аппарата, на трубопроводе или пульте управления до запорной арматуры. Между манометром и непрерывно работающим аппаратом должен быть установлен трехходовой кран или другое устройство, позволяющее отключить манометр для проверки при одновременном подключении другого манометра.

Важнейшим устройством обеспечения безопасной эксплуатации аппаратов являются предохранительные клапаны и мембраны. Их конструкция, размеры и пропускная способность должны быть выбраны расчетным путем. Они должны предотвратить давление в аппарате, превышающее рабочее на 0,05 МПа (при рабочем давлении не выше 0,3 МПа), на 15 % (при рабочем давлении от 0,3 до 6 МПа) и на 10 % (при рабочем давлении свыше 6 МПа).

Правила Федерального надзора устанавливают порядок расчета, выбора, установки и ревизии предохранительных клапанов. Каждый клапан должен иметь заводской паспорт с инструкцией по эксплуатации. Предохранительные клапаны должны быть размещены в местах, доступных для осмотра.

Аппараты, в которых возможно резкое повышение давления или в которых содержится среда, способная заклинить (прихватить) клапан, должны быть снабжены предохранительными мембранами (пластинами), разрывающимися при давлении в аппарате, превышающем рабочее не более чем на 25 %.

6.3. Промышленная безопасность при монтаже и ремонте оборудования

Рациональная организация рабочего места при монтаже и ремонте должна предусматривать их мобильность и соблюдение всех требований безопасности: свободные проходы, пути доставки деталей, инструментов и приспособлений, ограждение зоны работы, предохранительные и предупреждающие устройства и т. д. Леса и подмости для работы на высоте, как правило, должны быть инвентарными. В необходимых случаях с разрешения главного инженера их можно изготавливать индивидуально по утвержденному проекту. Основания под леса и подмости должны быть устойчивыми, нагрузка на их настил не должна превышать расчетную. Стойки, рамы, лестницы необходимо крепить к устойчивым конструкциям, настилы - ограждать перилами высотой не менее 1 м с поручнями, бортовой доской высотой не менее 0,15 м и промежуточной горизонтальной планкой. Наклон лестниц более 60° к горизонту не допускается. К подвесным и подъемным лесам предъявляют повышенные требования; они должны быть предварительно испытаны под нагрузкой, превышающей расчетную в 1,5 раза, поддерживающие их канаты и рабочие канаты должны иметь девятикратный запас прочности.

Выполнение земляных работ (особенно землеройными машинами) допускается только с письменного разрешения руководства цеха (завода) по установленной форме. Разрешение должно быть согласовано со службами пожарной охраны, сетей электроцеха, связи, транспорта и водоснабжения. Границы разрешенного района проведения земляных работ должны быть обозначены указателями и знаками.

При производстве сварочных работ, особенно в действующих цехах, необходимо неукоснительно выполнять все требования ППБ. Электросварочные работы при монтаже и ремонте оборудования должны быть организованы в соответствии с ГОСТ 12.3.003-75 «Работы электросварочные. Общие требования безопасности» и Правилами пожарной безопасности при

проведении сварочных и других огневых работ на объектах народного хозяйства.

Электросварочные работы во взрыво- и пожароопасных помещениях должны выполняться в соответствии с требованиями Типовой инструкции по организации безопасного ведения огневых работ, утвержденной Федеральным надзором.

К сварочным и другим огневым работам допускаются лица, имеющие талон о проверке знаний требований пожарной безопасности.

Постоянные места проведения огневых работ определяются приказом руководителя предприятия. Места проведения временных сварочных работ определяются только письменным разрешением по специальной форме, подписанным лицом, ответственным за пожарную безопасность данного объекта. Разрешение выдается только на рабочую смену. При авариях сварочные работы проводят без письменного разрешения, но под наблюдением начальника цеха или участка. Руководитель объекта или другое должностное лицо, ответственное за пожарную безопасность, должен обеспечить проверку места проведения сварочных работ в течение 3-5 ч после их выполнения.

Присоединение и отключение от сети сварочных установок, а также наблюдение за их состоянием осуществляет электротехнический персонал, который при этом руководствуется ПТЭ электроустановок.

Сварка на открытом воздухе без навеса во время дождя и снегопада должна быть прекращена. Сварщики проходят инструктаж по безопасности труда через каждые три месяца. Место проведения огневых работ должно быть обеспечено средствами пожаротушения: огнетушителем, ящиком с песком, лопатой, ведром с водой.

Для газосварочных работ пользуются главным образом кислородом и горючим газом, доставляемым в баллонах, на горловину которых должны быть навинчены предохранительные колпаки. При транспортировке и перемещении как наполненных, так и порожних баллонов необходимо исключить

возможность толчков и ударов. Баллоны должны быть защищены от солнца или других источников тепла и удалены от горелок не менее чем на 5 м.

Места установки ацетиленовых генераторов должны быть ограждены. Открывать барабаны с карбидом кальция следует латунными зубилом и молотком (применение медных инструментов для этой цели запрещено) или специальным ножом, смазанным толстым слоем солидола; барабаны из-под карбида необходимо предохранить от воды.

Газоподводящие шланги должны быть целыми и надежно присоединенными специальными хомутами к аппарату, горелкам или резакам. Нельзя отогревать сварочное оборудование открытым огнем.

При ремонте любого технологического оборудования необходимо соблюдать действующие на предприятии нормативные документы:

- Правила безопасности во взрывоопасных и взрывопожарных производствах,
- Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением,
- Правила пожарной безопасности, технологические регламенты, а также местные инструкции.

Порядок подготовки оборудования к ремонту, включающий его остановку, обесточивание, освобождение от продукта, очистку от загрязнений и шлама, нейтрализацию содержимой среды, отключение от коммуникаций заглушками, устанавливается инструкцией. Все подготовительные работы выполняет эксплуатационный персонал под руководством начальника установки или участка. Особо контролируется установка заглушек. В специальном журнале записывают дату, время и место установки каждой заглушки, ее номер, время изъятия, а также фамилию исполнителя.

Ответственность за качественное и безопасное проведение ремонта несет руководитель ремонта. Сдачу оборудования в ремонт и приемку его после ремонта производят в соответствии с требованиями раздела 4 [1].

Все работы по вскрытию, очистке, осмотру, подготовке к ремонту, проведению ремонтных работ аппаратов и емкостей и их испытания проводят в соответствии с внутривзаводскими инструкциями, предусматривающими специальные меры безопасности. Эти работы необходимо проводить днем. Аварийные работы можно выполнять и в ночное время при соблюдении особых условий.

Все работы по подготовке аппаратов и емкостей к внутреннему осмотру и ремонту осуществляет эксплуатационный персонал под руководством инженерно-технических работников; при необходимости к этим работам привлекают работников газоспасательной службы.

Аппараты и емкости, подлежащие вскрытию для ремонта, должны быть охлаждены, освобождены от продукта, отключены от действующей аппаратуры и системы трубопроводов, промыты, пропарены острым паром, продуты инертным газом и воздухом. Заглушки с хвостиками должны быть установлены на всех без исключения коммуникациях, подведенных к ремонтируемым аппаратам или емкостям.

Перед вскрытием емкости начальник смены и лицо, ответственное за проведение работ, обязаны убедиться в ее полной подготовленности в соответствии с инструкцией. Аппарат вскрывают только в их присутствии. Аппараты и емкости, в которых находились ядовитые вещества, вскрывают в спецодежде и в противогазе, предназначенных для работы с данными веществами.

В аппаратах и емкостях можно работать только по письменному разрешению начальника цеха, выданному механику цеха или лицу, ответственному за проведение работ. Письменное разрешение одновременно является и допуском к работе. В разрешении должны быть указаны: подготовленность к ремонту, особые меры безопасности при производстве работ, состав бригады исполнителей, срок действия допуска, фамилия и должность лица, ответственного за проведение работ. Форму разрешения устанавливает главный инженер предприятия.

К чистке, осмотру и ремонту внутри аппаратов и емкостей допускаются только лица мужского пола не моложе 20 лет, физически здоровые, прошедшие медицинское обследование.

Перед началом работ внутри аппарата или емкости все работающие должны быть подробно проинструктированы о мерах безопасной работы на данном объекте.

Работы по ремонту в аппарате должны производиться бригадой, состоящей из двух человек и более: один работает, а другой наблюдает за ним. Работа без наблюдающего (дублера) не допускается. На газоопасных объектах наблюдающих должно быть двое.

Перед входом работающего в аппарат или емкость необходимо произвести анализ воздуха и убедиться, что содержание взрывоопасных и токсичных веществ в нем не превышает допустимого нормами. Следует также измерить температуру и убедиться в наличии достаточного количества кислорода в воздушной среде.

Непосредственно перед входом в аппарат работник должен надеть тщательно пригнанный шланговый противогаз с отрегулированной подачей свежего воздуха. Поверх спецодежды работник должен надеть предохранительный пояс с крестообразными лямками и прикрепленной к ним сигнально-спасательной веревкой, свободный конец которой (длиной не менее 10 м) должен быть выведен наружу и надежно закреплен. Работа в аппарате при температуре выше 50 °С запрещается. Между дублером и работающим должна быть установлена простейшая связь.

Дублер обязан постоянно находиться у люка и наблюдать за работающим, держа сигнально-спасательную веревку, по которой работающий может подавать сигналы. Он должен быть снаряжен так, чтобы быть готовым оказать работающему необходимую помощь и в случае необходимости извлечь его из аппарата.

Длительность непрерывной работы в аппарате и порядок смены работающих должны быть предусмотрены в разрешении. При проведении

работы необходимо систематически производить анализ воздуха; при увеличении концентрации опасных газов работы должны быть немедленно прекращены, а работающие удалены из аппарата.

Работы внутри аппаратов и емкостей разрешается проводить только неискрящим инструментом. Работы с применением открытого огня можно выполнять только с письменного разрешения главного инженера предприятия, согласованного с местными органами пожарного надзора, и при строгом соблюдении специально разработанной инструкции по организации и проведению огневых работ во взрыво- и пожароопасных помещениях. До получения разрешения должен быть составлен акт освидетельствования аппарата или емкости, в котором указывают фамилии лиц, проводящих проверку, и результаты химических анализов.

Огневые работы проводят при полностью открытых люках и крышках, а также при максимальном воздухообмене. До начала сварочных работ аппарат или емкость должны быть заземлены

Внутри аппарата или емкости электросварщик должен работать в диэлектрических перчатках, галошах, изолирующем шлеме или каске, а также в подлокотниках и наколенниках.

По окончании работ из аппарата или емкости должны быть удалены все инструменты, ремонтные материалы и предметы. Перед закрытием аппарата ответственный за проведение работы и начальник смены должны удостовериться, что в аппарате не остались люди и не забыты инструменты и материалы.

6.4. Государственный надзор за эксплуатацией оборудования

Государственный надзор за соблюдением правил ведения работ при устройстве и эксплуатации котельных установок и сосудов, работающих под давлением, трубопроводов пара и горячей воды, электротехнического оборудования возложен на Федеральную службу по технологическому надзору

(Федеральный надзор). Деятельность этого государственного органа направлена на предупреждение аварий и травматизма на подконтрольных предприятиях, производствах, объектах и в организациях.

Деятельность органов Федерального надзора связана также с надзором за электрическими установками, порядок эксплуатации и ремонта которых определен в ПУЭ и ПТЭ.

Органы Федерального надзора обеспечивают:

- контроль соблюдения правил устройства и безопасной эксплуатации паровых котлов и сосудов, работающих под давлением выше 0,07 МПа, водонагревательных котлов, трубопроводов пара и горячей воды;

- выдачу предприятиям и организациям разрешений на право изготовления объектов котлонадзора, а также периодический контроль изготовления этих объектов;

- регистрацию объектов котлонадзора и выдачу разрешений на их эксплуатацию;

- проведение технических освидетельствований объектов котлонадзора;

- контроль устранения предприятиями-изготовителями и монтажными организациями выявленных недостатков в конструкции объектов котлонадзора, а также дефектов их изготовления и монтажа;

- контроль соблюдения установленных техническими нормами сроков ППР объектов котлонадзора.

Правила котлонадзора не распространяются: на сосуды и баллоны вместимостью не более 25 л, на части машин, являющиеся самостоятельными сосудами; на трубчатые печи независимо от диаметра труб; на сосуды из труб внутренним диаметром не более 150 мм; на трубопроводы 1 категории наружным диаметром 51 мм и менее и трубопроводы прочих категорий наружным диаметром 76 мм и менее; на сосуды из неметаллических материалов.

Государственный надзор за безопасной эксплуатацией объектов котлонадзора органы Федерального надзора осуществляют путем

периодических обследований условий эксплуатации и технических освидетельствований.

Цель обследования - проверка соблюдения предприятием или организацией требований правил, постановлений, приказов и указаний Федерального надзора и его местных органов, а также выполнения мероприятий по котлонадзору, разработанных во исполнение указаний директивных органов.

Цель технического освидетельствования - проверка технического состояния объекта, его соответствия правилам и определение возможности дальнейшей эксплуатации.

Обследования и технические освидетельствования объектов котлонадзора, зарегистрированных в местных органах Федерального надзора, проводят инспекторы Федерального надзора. Котлы, сосуды обследуют не реже одного раза в год, трубопроводы пара и горячей воды - не реже одного раза в 3 года, вновь установленные сосуды обследуют не позднее, чем через 6 месяцев после ввода их в эксплуатацию.

При наличии на предприятии надлежащего надзора со стороны администрации за безопасной эксплуатацией сосудов по решению местного органа Федерального надзора их можно обследовать выборочно, обследуя каждый сосуд не реже одного раза в 3 года.

Для проверки выполнения предприятиями отдельных требований правил котлонадзора, указаний органов Федерального надзора, мероприятий по результатам расследований аварий производят целевые обследования.

При периодических обследованиях проверяют:

- организацию и эффективность осуществления технического надзора за безопасной эксплуатацией объектов;
- организацию обучения, аттестации и проведения проверки знаний обслуживающего персонала;
- проведение проверки знаний руководящими и инженерно-техническими работниками норм и инструкций по технике безопасности;

- наличие и содержание требуемой правилами НТД;
- соответствие технического состояния и обслуживания объектов требованиям правил;
- выполнение мероприятий по обеспечению безопасной эксплуатации объектов, разрабатываемых во исполнение решений и указаний директивных органов;
- выполнение постановлений, приказов и указаний Федерального надзора и его региональных, местных органов, а также ранее выданных предписаний.

По результатам обследования инспектор или группа инспекторов, проводивших обследование, составляют акт-предписание. В паспорте каждого обследованного объекта должна быть сделана запись: «Произведено обследование», поставлены подпись и дата.

6.5. Расследование и учет аварий и инцидентов

Основными задачами расследования, учета и анализа нарушений нормального режима работы оборудования являются:

- тщательное, технически квалифицированное установление причин и всех виновников нарушений;
- разработка мероприятий по восстановлению работоспособности поврежденного оборудования, предупреждению подобных нарушений в его работе, повышению ответственности эксплуатационного и другого персонала предприятий, на которых произошло нарушение, а также имевшего отношение к нарушению персонала других предприятий;
- оценка экономических последствий (ущерба) потребителя и (или) энергоснабжающей организации;
- получение и накопление полной и достоверной информации о нарушениях нормального режима работы оборудования.

Каждая авария и инцидент в работе должны быть тщательно расследованы с установлением причин и виновников и разработкой конкретных противоаварийных мероприятий по предупреждению подобных случаев.

Кроме аварий и инцидентов на производстве могут иметь место несчастные случаи. Порядок расследования несчастных случаев на производстве установлен Трудовым кодексом Российской Федерации.

Глава II

ТИПОВАЯ НОМЕНКЛАТУРА РЕМОНТНЫХ РАБОТ, РЕМОНТНЫЕ НОРМАТИВЫ, НОРМЫ РАСХОДА МАТЕРИАЛОВ И ЗАПАСНЫХ ЧАСТЕЙ НА РЕМОНТ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В состав электротехнического оборудования включены: электрические машины, силовые трансформаторы, электрические сети, устройства РЗА, электрические аппараты низкого и высокого напряжения, аккумуляторные батареи, электроизмерительные приборы, средства связи и сигнализации, электросварочное оборудование.

Рекомендации по ТО и ремонту, нормативы периодичности продолжительности и трудоемкости ремонта, нормы расхода материалов и запасных частей на ремонт для каждого из перечисленных типов оборудования, кроме устройств РЗА, разработаны по единой схеме и даны как для их индивидуального применения, так и для использования в составе технологических комплексов, и приведены в [1]. Рекомендации для электрических сетей, электрических аппаратов и силовых трансформаторов приведены в данном разделе.

7. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ

Указания по ТО и ремонту в данном разделе приведены для электрических сетей следующих назначений:

- воздушные линии электропередачи (ВЛ) напряжением до 35 кВ;
- кабельные линии (КЛ) наружной и внутренней прокладки до 10 кВ;
- внутрицеховые силовые сети до напряжением 1000 В, выполненные проводами различных марок и сечений;
- осветительные сети и вторичные цепи;

- магистральные сети из закрытых и открытых шинопроводов, шинные сборки;
- сети заземления и заземляющие устройства.

7.1. Техническое обслуживание

При ТО электрических сетей проводятся следующие операции, предусмотренные ПТЭ и ППБ:

ВЛ: обходы и осмотры ВЛ напряжением до 1000 В - ежемесячно; ВЛ напряжением более 1000 В - еженедельно в дневное и ночное время; внеочередные осмотры ВЛ (независимо от напряжения) - после аварий, ураганов, половодий, при пожарах вблизи ВЛ, гололеде, морозе ниже минус 40°С, после тумана и при других аналогичных режимах, влияющих на конструктивную целостность элементов ВЛ; принятие немедленных мер при аварийных ситуациях;

КЛ: наружный осмотр трасс КЛ напряжением до 10 кВ, проложенных в земле, - не реже 1 раза в 3 месяца; КЛ, проложенных в населенных пунктах, с усовершенствованным покрытием, - не реже 1 раза в 12 месяцев; КЛ, проложенных в коллекторах, туннелях, шахтах и по железнодорожным мостам, - не реже 1 раза в 24 месяца; кабельных муфт - не реже 1 раза в 6 месяцев; осмотры концевых кабельных муфт напряжением более 1000 В, установленных на трансформаторных подстанциях и распределительных пунктах при каждом осмотре оборудования; осмотр подводящих кабелей должен производиться по местным инструкциям; осмотр туннелей, шахт, кабельных полуэтажей и каналов на электростанциях (подстанциях) - персоналом электроцеха или дежурным персоналом предприятия по графику, утвержденному главным инженером электростанции или начальником электроцеха, не реже 1 раза в месяц; контроль состояния КЛ в районах с блуждающими в земле токами - в сроки, установленные местной инструкцией; профилактические испытания КЛ напряжением постоянного тока пятикратного значения номинального

линейного напряжения для КЛ напряжением более 1000 В - 1 раз в год, напряжением до 1000 В - не реже 1 раза в 3 года;

внутрицеховые силовые и осветительные сети и вторичные цепи: проверка прочности крепления мест механической защиты, мест ввода в аппараты, распределительные пункты, защиты проводок в местах входа и выхода в трубы, проверка состояния заземления трубных проводок; осмотр мест прохода сетей через стены и перекрытия, проверка крепления и состояния конструкций, по которым проложены кабели и провода; восстановление нарушенной маркировки, надписей и предупредительных плакатов; осмотр изоляции электросетей, проверка состояния паек, плотности соединений и штуцеров во взрывоопасных и пожароопасных помещениях, состояния экранирующих оболочек и защитных покрытий, устранение провеса сетей, мест с поврежденной изоляцией; постоянный контроль отсутствия перегревов и соответствия сетей фактическим нагрузкам; принятие необходимых мер вплоть до немедленного отключения сетей при аварийных ситуациях; осмотры сетей с заполнением карт осмотров в установленные местными инструкциями сроки.

7.2. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем ремонте

В объем работы по текущему ремонту входят операции ТО и, кроме того:

ВЛ: ремонт опор, столбов и поддерживающих конструкций, замена поврежденных изоляторов, сгнивших элементов отдельных опор; удаление ржавчины на бандажах и хомутах, их покраска; возобновление противогнилостных обмоток бандажей; перетягивание отдельных участков сети (при необходимости), измерение сопротивления изоляции и проверка состояния заземлителя, определение загнивания древесины; замер мегомметром сопротивления изоляции линии на земле и между фазами, определение падения напряжения или нагрева соединителей, измерение расстояний в местах пересечений, ревизия и ремонт разрядников, демонтируемых на зимнее время;

КЛ: осмотр и чистка кабельных каналов, туннелей, трасс, открыто

проложенных кабелей, проходов через туннели, мосты, колодцы и др.; проверка доступа к кабельным колодцам и исправности крышек колодцев и запоров на них; ремонт кабельных каналов, траншей, устранение завалов, просадок и подмывов засыпки траншей, устранение разрушений траншей и навалов, обнажений кабеля и т. д., осмотр и чистка концевых воронок и соединительных муфт; рихтовка кабелей, заливка кабельной мастикой воронок и соединительных муфт; проверка заземления и устранение обнаруженных дефектов; восстановление нарушенной или утраченной маркировки; перекладка при необходимости отдельных участков кабельной сети; определение температуры нагрева кабеля и контроль коррозии кабельных оболочек; проведение установленных измерений и испытаний кабельных сетей;

осветительные сети: наружный осмотр проводки с устранением мелких дефектов, проверка состояния изоляции проводов и прочности креплений; проверка и чистка распаечных коробок, установка недостающих крышек; проверка изоляции спусков к светильникам, смена разбитых изоляторов и роликов, ревизия понижающих трансформаторов местного освещения; перетягивание, ремонт или смена отдельных участков сети, проверка исправности штепсельных розеток, выключателей, предохранителей со сменой негодных; проверка изоляции мегомметром, восстановление утраченной или нарушенной маркировки, мелкий ремонт групповых распределительных и предохранительных щитков и коробок; смена и восстановление электропроводки при выполнении работ по текущему ремонту стен, перегородок и перекрытий; проведение установленных измерений и испытаний;

внутрицеховые силовые сети: проверка прочности соединительных мест, механической защиты, особенно в местах выхода из труб, вводов в аппараты и клеммные щитки, проходов сквозь стены и перекрытия; проверка контактных соединений, проверка крепления по всей длине и перетягивание отдельных участков сети; восстановление нарушенной или утраченной маркировки, проверка состояния надписей и предупредительных плакатов, смена или

ремонт отдельных износившихся участков сети, муфт, воронок и т. д., перепайка отдельных наконечников, переразделка кабельных воронок; проверка изоляции мегомметром, проверка соответствия плавких вставок и предохранителей номинальным токам и их замена при необходимости; проведение установленных измерений и испытаний.

7.3. Типовая номенклатура ремонтных работ при капитальном ремонте

В объем работ по капитальному ремонту входят все операции текущего ремонта и, кроме того:

ВЛ: верховые проверки с выемкой проводов и тросов из зажимов, ревизией и заменой некондиционных проводов, тросов, подвесной и оттяжной арматуры, полная перетяжка линий; измерение электрической прочности и частичная замена фарфоровых изоляторов натяжных и подвесных гирлянд (первый ряд в первый год эксплуатации); измерение сопротивления соединений медных, алюминиевых и сталеалюминиевых проводов, соединенных методом прессования и обжатия, ремонт соединений, выборочная проверка ржавления металлических подножников со вскрытием подножников, в зависимости от результатов - производство их окраски или осмоления; измерение сопротивления заземления опор с выборочным вскрытием отдельных элементов заземления; проверка наличия трещин в железобетонных опорах и приставках; выправление и замена до 50 % опор и их конструктивных элементов, полная перекраска опор и восстановление противогнилостных обмазок; проведение установленных измерений и испытаний;

КЛ: частичная или полная замена (по мере необходимости) участков кабельной сети, окраска кабельных конструкций; переразделка отдельных концевых воронок кабельных и соединительных муфт; устройство дополнительной механической защиты в местах возможных повреждений кабеля;

внутрицеховые силовые сети: частичная или полная замена проводов и кабелей, дополнительное крепление участков сети, не подлежащих замене;

осветительные сети: замена поврежденных участков сети, дополнительное крепление проводов и кабелей светильников, замена штепсельных розеток, выключателей, предохранителей, крышек распаечных коробок, неисправных трансформаторов местного освещения; исправление защиты проводов и кабелей от механических повреждений, протирка проводов;

магистральные сети из закрытых и открытых шинопроводов: ремонт или замена шин, замена изоляторов, ремонт и окраска корпуса шинопровода и опорных конструкций;

сети заземления: выборочное вскрытие грунта, осмотр и при необходимости полная или частичная замена элементов заземляющего устройства, находящегося в земле, магистралей и проводников заземляющей сети и их окраска; испытания в полном объеме;

заземляющие устройства: выборочное вскрытие грунта для осмотра элементов заземляющего устройства, находящихся в земле; измерение полного сопротивления петли «фаза — нуль»; очистка зумпфов главных заземлителей, проверка надежности соединений искусственных заземлителей.

7.4. Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта

7.4.1. Нормативы периодичности, продолжительности простоя в ремонте и трудоемкости ремонта электрических сетей приведены в табл. 7.1 с учетом их назначения и условий окружающей среды.

Таблица 7.1

Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта
электрических сетей

Наименование, тип, марка, краткая техническая характеристика оборудования	Периодичность ремонта (числитель) и простой в ремонте (знаменатель), ч		Трудоемкость одного ремонта, чел.-ч	
	текущий ремонт	капиталь- ный ремонт	текущий ремонт	капиталь- ный ремонт
1	2	3	4	5
Воздушные линии (U- до 1000 В) на деревянных, пропитанных антисептиком, с железобетонными пасынками опорах на 1000 м однолинейного провода сечением, мм ² :				
до 35	8640/4	86400/14	8	28
50	8640/6	86400/19	11	38
70	8640/7	86400/24	14	48
95 и более	8640/9	86400/29	17	57
То же, на металлических и железобетонных опорах сечением провода, мм ² :				
до 35	8640/3	126900/10	6	19
50	8640/4	126900/14	8	28
70	8640/6	126900/19	И	38
95 и более	8640/7	126900/24	14	48
Кабельные линии (U- до 10 кВ), проложенные в земле, на 1000 м провода сечением, мм ² :				
от 16 до 35	8640/7	172800/24	14	48
от 50 до 70	8640/11	172800/36	21	72
от 95 до 120	8640/13	172800/43	24	82
от 150 до 185	8640/17	172800/57	33	111
240	8640/23	172800/76	45	152
Кабельные линии ((U-до 10 кВ), проложенные по кирпичным и бетонным основаниям, на 1000 м провода сечением, мм ² :				
от 16 до 35	8640/9	172800/29	17	57
от 50 до 70	8640/14	172800/45	28	90
от 95 до 120	8640/17	172800/53	33	105

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5
от 150 до 185	8640/21	172800/72	42	143
240	8640/28	172800/95	57	190
Кабельные линии (U—до 10 кВ), проложенные в непроходных каналах и трубах*, на 1 000 м провода сечением, мм ² :				
от 16 до 35	8640/12	172800/38	23	76
от 50 до 70	8640/17	172800/57	34	114
от 95 до 120	8640/21	172800/69	42	138
от 150 до 185	8640/26	172800/90	52	180
240	8640/36	172800/119	71	238
Внутрицеховые силовые сети, проложенные в трубах**, на 100 м провода с затягиванием одного провода сечением, мм :				
от 1,5 до 6	8640/1	120960/3	2	6
от 10 до 16	8640/1	120960/4	2	8
от 25 до 35	8640/2	120960/5	3	10
от 50 до 70	8640/3	120960/7	4	13
от 95 до 120	8640/3	120960/8	5	16
То же, с затягиванием двух проводов:				
от 1,5 до 6	8640/1	120960/3	3	9
от 10 до 16	8640/1	120960/4	3	11
от 25 до 35	8640/2	120960/5	4	13
от 50 до 70	8640/2	120960/7	6	19
от 95 до 120	8640/3	120960/8	7	24
То же, с затягиванием трех проводов:				
от 1,5 до 6	8640/1	120960/3	3	12
от 10 до 16	8640/1	120960/4	4	14
от 25 до 35	8640/2	120960/5	5	16
от 50 до 70	8640/2	120960/7	8	26

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5
от 95 до 120	8640/3	120960/8	10	31
То же, с затягиванием четырех проводов:				
от 1,5 до 6	8640/1	120960/3	5	15
от 10 до 16	8640/1	120960/4	6	17
от 25 до 35	8640/2	120960/5	7	21
от 50 до 70	8640/2	120960/7	9	31
от 95 до 120	8640/3	120960/8	12	39
Внутрицеховые силовые сети, проложенные изолированным проводом по кирпичным и бетонным основаниям, на 100 м провода сечением, мм ² :				
от 1,5 до 6	8640/3	120960/9	6	17
от 10 до 16	8640/4	120960/12	8	23
от 25 до 35	8640/5	120960/14	9	28
от 50 до 70	8640/6	120960/17	11	34
более 70	8640/7	120960/22	14	43
Цеховые осветительные сети из кабеля, провода, шнура по кирпичным и бетонным основаниям на 100 м провода сечением, мм ² :				
2x1,5-4	8640/3	120960/10	6	19
3x1,5-4	8640/4	120960/12	8	24
То же, при скрытой проводке сечением, мм:				
2x1,5-4	8640/4	120960/14	8	28
3x2,5-4	8640/5	120960/17	9	34
Контрольный кабель сечением 1,5 мм ² , проложенный в земле, на 100 м кабеля с числом жил:				
от 4 до 7	8640/6	129600/19	11	38
от 10 до 19	8640/7	129600/24	17	47
от 27 до 37	8640/9	129600/29	17	57

Продолжение таблицы 7.1

1	2	3	4	5
То же, проложенный по кирпичным и бетонным основаниям, с числом жил:				
от 4 до 7	8640/6	129600/19	17	57
от 10 до 19	8640/7	129600/24	21	72
от 27 до 37	8640/9	129600/29	26	86
То же, проложенный в непроходном канале и трубах, с числом жил:				
от 4 до 7	8640/6	129600/19	15	48
от 10 до 19	8640/7	129600/24	17	57
от 27 до 37	8640/9	129600/29	20	67
Открытые ошиновки и шинопроводы на 10 м при токе, А:				
600	8640/2	129600/4	2	8
1600	8640/3	129600/5	3	9
2400	8640/4	129600/6	4	12
4000	8640/5	129600/8	5	15
Закрытые шинопроводы магистральные на секцию длиной 3м для тока, А:				
1600	—	129600/6	—	11
2500	-	129600/7	—	14
4000	-	129600/9	-	17
Закрытые шинопроводы распределительные на секцию длиной 3 м для тока, А:				
250	—	129600/3	—	5
400	—	129600/4	—	7
650		129600/5		9
Распределительные сети заземления на 100 м	-	129600/4	—	8
Заземляющие устройства подстанций на один контур	—	129600/24	—	47

* Для силовых кабелей с резиновой изоляцией передвижных электроустановок и механизмов капитальный ремонт производится через 17 280 ч.

** Периодичность капитального ремонта внутрицеховых силовых сетей в помещениях с повышенной опасностью следует планировать через 86 400 ч, а в особо опасных помещениях - через 25 920 ч.

7.4.2. Необходимость более частого проведения капитального ремонта ВЛ устанавливается главным энергетиком по результатам осмотров, измерений и испытаний.

7.4.3. В зависимости от способа прокладки, напряжения, сечения провода к данным табл. 8.1 применяются следующие поправочные коэффициенты:

- для ВЛ напряжением 6 - 35 кВ - 1,3;
- для контрольных кабелей сечением 2,5 мм² — 1,2; 4 мм² — 1,4;
- для внутрицеховых сетей, проложенных по деревянным основаниям, - 0,75;
- для внутрицеховых сетей, проложенных на высоте более 2,5 м,- 1,1.

7.4.4. В табл. 7.2 и 7.3 приведены нормативы трудоемкости ремонта отдельных элементов силовой кабельной сети и контрольных кабельных сетей.

Таблица 7.2

Нормативы трудоемкости ремонта элементов силовой кабельной сети

Элементы кабельной сети	Трудоемкость, чел.-ч, при сечении кабеля, мм ²				
	16-35	50-70	95-120	150-195	240
1	2	3	4	5	6
Воронки концевые для трехжильного кабеля (С/= 10 000 В)	4	6	6	7	10
То же, для четырехжильного кабеля	3	5	6	7	9

Продолжение таблицы 7.2

1	2	3	4	5	6
Заделки концевые сухие для трехжильного кабеля ($U= 10\ 000\ В$)	5	6	7	9	10
То же, для четырехжильного кабеля	3	3	4	4	5
Заделки концевые в резиновой перчатке для трехжильного кабеля ($U= 10\ 000В$)	6	7	9	10	10
То же, для четырехжильного кабеля	3	3	4	5	5
Заделки концевые эпоксидные для трехжильного кабеля ($U= 10\ 000\ В$)	6	7	9	13	17
То же, для четырехжильного кабеля	6	9	10	14	17
Муфты соединительные свинцовые с защитным кожухом для трехжильного кабеля ($U= 10\ 000\ В$)	15	20	26	30	35
То же, для четырехжильного кабеля	13	14	21	24	27
Муфты соединительные эпоксидные для трехжильного кабеля ($U= 10\ 000\ В$)	16	20	26	30	33
То же, для четырехжильного кабеля	16	21	27	30	33

Таблица 7.3

Нормативы трудоемкости ремонта элементов контрольных кабельных сетей

Элементы кабельной сети	Грудоемкость, чел.-ч, при числе жил						
	до 7	10	14	19	27	30	37
1	2	3	4	5	6	7	8
Воронки для контрольного кабеля сечением $2,5\ мм^2$	2	2	3	4	5	6	8
То же, $6\ мм^2$	3	3	-	-	-	-	-
Заделки концевые сухие для контрольного кабеля сечением $2,5\ мм^2$	1	1	2	3	3	4	5
То же, $6\ мм^2$	1	1	-	-	-	-	-

Продолжение таблицы 7.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Соединения безмуфтовые контрольного кабеля сечением 2,5 мм ²	1	2	3	3	3	4	4
То же, 6 мм ²	2	2	-	-	-	-	-

7.5. Нормы расхода материалов и запасных частей на капитальный ремонт

7.5.1. Нормы расхода материалов на капитальный ремонт (табл. 7.4) приведены на 100 чел.-ч ремонта электрических сетей.

Таблица 7.4

Норма расхода основных материалов на капитальный ремонт электрических сетей

Материал	Норма расхода на 100 чел.-ч трудоемкости ремонта
1	2
Воздушные линии	
Провод неизолированный, кг	80
Изоляторы, шт:	
штыревые	20
подвесные	20
Сталь сортовая, кг	15
Проволока стальная мягкая, кг	0,3
Кабельные линии	
Кабель всех назначений, м	40
Сталь сортовая, кг	2
Трубы газовые, кг	2
Электроды, кг	0,1

1	2
Внутрицеховые силовые сети, выполненные изолированным проводом	
Провод установочный, м	25
Кабель шланговый, м	100
Сталь сортовая, кг	5
Электроды, кг	0,8
Проволока бандажная, кг	0,6
Прокат латунный, кг	2
Трубы газовые, кг	8
Припой оловянно-свинцовый, кг	0,2
Лента, кг	
изоляционная	0,2
киперная	15
Маслобитумный лак, кг	3
Краски масляные, эмалевые, кг	3
Осветительные сети	
Установочный провод и осветительный шнур, м	18
Кабель (АВРГ, СРГ и т. д.), м	6
Сталь сортовая, кг	2
Проволока стальная мягкая, кг	0,3
Электроды, кг	0,08
Трубы газовые, кг	2
Припой оловянно-свинцовый, кг	0,02
Лента изоляционная, кг	0,2
Патроны, шт.	10
Выключатели 6—15 А, шт.	10
Штепсельные розетки и вилки, шт.	3
Изоляторы, шт.	10
Краски масляные, эмалевые, кг	2
Силовые шинопроводы и шинные сборки	
Шины медные/алюминиевые, кг	10/4
Изоляторы, шт.	5

Продолжение таблицы 7.4

1	2
Сталь, кг	
среднесортная	25
тонколистовая	10

7.5.2. В табл. 7.5 приведены нормы страхового запаса изделий и материалов для электрических сетей.

Таблица 7.5

Нормы страхового запаса изделий и материалов для электрических сетей

Изделия и материалы	Норма	Количество изделий, материалов, находящихся в эксплуатации
1	2	3
Воздушные линии		
Провод неизолированный, кг	60	1000 кг массы линии
Изоляторы подвесные, шт.	15	200 шт.
То же, штыревые высокого напряжения, шт.	15	200 шт.
То же, низкого напряжения, шт.	20	300 шт.
Штыри для изоляторов, шт.	20	500 шт.
Крюки для изоляторов высокого напряжения, шт.	10	500 шт.
Крюки для изоляторов низкого напряжения, шт.	10	500 шт.
Кабельные линии		
Кабель силовой, м	30	1000 м линии
Муфты соединительные, компл.	1	10 муфт
Гильзы соединительные, компл.	1	10 гильз
Кабельные наконечники, компл.	2	10 наконечников
Кабельные воронки, шт.	1	10 воронок
Металлорукава, м	10	100 м линии

1	2	3
Внутрицеховые электросети		
Провод установочный, м	50	100 м линии
Кабели с резиновой и пластиковой изоляцией, м	40	1000 м
Изоляторы, шт.	10	500 м
Лента изоляционная, кг	1	1500 м линии
Трубки эбонитовые, кг	5	500м
Изделия установочные, шт.	10	200 точек каждого наименования
Кабель шланговый для передвижных установок, м	80	1000 м

8. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ АППАРАТЫ ВЫСОКОГО НАПРЯЖЕНИЯ (ВЫШЕ 1000 В) И СИЛОВЫЕ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛИ

В данном разделе приведены нормативы и указания по ремонту следующих аппаратов высокого напряжения и силовых преобразователей: выключатели масляные, воздушные и электромагнитные; выключатели нагрузки; разъединители; разрядники вентильные и трубчатые; приводы для выключателей и разъединителей; электроприводы для управления электродвигателями; предохранители; реакторы токоограничивающие; трансформаторы тока и напряжения; преобразователи частоты тиристорные; выпрямительные устройства; зарядные устройства.

8.1. Техническое обслуживание

8.1.1. Осмотры аппаратов высокого напряжения и преобразователей, работающих в нормальных условиях, проводятся по графику не реже 1 раза в месяц, а для работающих в условиях повышенной влажности и агрессивных

сред - 2 раза в месяц. Оперативный персонал проводит осмотры ежемесячно, что должно быть предусмотрено местной инструкцией. Кроме того, 1 раз в месяц проводится осмотр аппаратов и преобразователей в ночное время на предмет отсутствия разрядов и свечения контактов.

8.1.2. Оперативный персонал в ходе ежедневного контроля режимов работы оборудования следит за исправностью аппаратов высокого напряжения и соблюдением требований ПТЭ и ППБ.

8.1.3. Обнаруженные в ходе осмотра аппаратов незначительные неисправности устраняются во время перерывов в работе питающихся от них установок, а для устранения технических неполадок, способных создать аварийные ситуации, производится отключение оборудования согласно требованиям местных инструкций.

8.2. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем ремонте

В объем текущего ремонта входят работы, выполняемые при ТО и, кроме того:

для реакторов токоограничивающих: ремонт бетонных колонок, крепежных болтов и контактных зажимов, измерение сопротивления изоляции витков относительно болтов крепления, при необходимости - замена опорных изоляторов, восстановление лакового покрытия и ремонт изоляции витков;

для масляных выключателей, выключателей нагрузки, разъединителей, заземляющих ножей, короткозамыкателей, отделителей и их приборов: разборка аппарата, ремонт или замена подвижных контактов, осей, шарниров, измерение и регулировка хода подвижной части, вжима (хода) контактов, одновременности замыкания и размыкания контактов, проверка и регулировка механизма свободного расцепления, измерение и регулировка расстояния между бойком и рычагом отключающего устройства, ремонт приводов и

приводных механизмов, тяг и рычагов, замена дефектных изоляторов, замена масла (при необходимости), смазка трущихся частей привода и приводного механизма, проверка и ремонт сигнализации и блокировок, проверка и замена трансформаторов тока, измерение сопротивления постоянному току, проверка состояния контактов, шунтирующих сопротивлений дугогасительных устройств, обмоток включающих и отключающих катушек, испытание повышенным напряжением основной изоляции и изоляции вторичных цепей в соответствии с требованиями ПТЭ и ППБ;

для трансформаторов тока и напряжения: чистка изоляторов, проверка и ремонт присоединений шин первичной и проводов (кабелей) вторичной цепи, проверка заземляющих болтов и шунтирующих перемычек, измерение сопротивления изоляции первичных и вторичных обмоток, угла диэлектрических потерь, испытание вводов, испытание электрической прочности изоляции первичных и вторичных обмоток, а также изоляции доступных стяжных болтов в соответствии с нормами испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей; для трубчатых и вентильных разрядников: проверка состояния поверхности разрядника и расположения зон выхлопа, измерение внутреннего диаметра, внутреннего и внешнего искровых промежутков трубчатых разрядников, измерение сопротивления элемента вентильного разрядника, тока проводимости и пробивных напряжений;

для предохранителей: проверка целостности, соответствия схемам, действующим нагрузкам и нормам, замена плавких вставок и токоограничивающих сопротивлений (при необходимости), проверка и регулировка плотности вжима контактной части;

для селеновых и купроксных выпрямителей: разборка и частичная замена шайб, ремонт трансформаторов и реостата, смена масла, проверка работы реле и испытание выпрямителя;

для силовых полупроводниковых преобразователей: частичная разборка и контроль состояния блоков тиристорov, дросселей, реакторов, стабилизаторов,

диодов, вентилях, состоянии паек и затяжки резьбовых соединений, проверка вставок предохранителей, очистка аппаратуры и блоков полупроводниковых приборов от пыли, протирка керамических корпусов тиристоров, выпрямителей и инверторов спиртом из расчета 10—12 г на один тиристор, проверка состояния системы охлаждения и срабатывания всех термоконтакторов путем местного нагрева. После окончания ремонта проводятся испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей, утвержденные Федеральным надзором;

для ртутных преобразователей: проверка системы предварительного разряда с переборкой масляного насоса, переборка ртутного насоса с очисткой ртути, проверка предела откачки масляного и ртутного насосов и натекания системы предварительного разряда, чистка смотрового стекла насоса, прочистка патрубков и шлангов охлаждения корпусов преобразователя и ртутных насосов, переборка компрессорного манометра с очисткой ртути, сменой и ремонтом неисправных частей.

8.3. Типовая номенклатура ремонтных работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте выполняются в полном объеме работы текущего ремонта и, кроме того, по отдельным аппаратам выполняются следующие работы:

для реакторов токоограничивающих: замена отдельных бетонных колонок и витков, крепежных болтов и зажимов, покрытие реактора лаком;

для масляных выключателей, выключателей нагрузки, разъединителей, отделителей, короткозамыкателей, заземляющих ножей: полная разборка всех узлов, ремонт арматуры и чистка бака, ремонт или замена подвижных и неподвижных контактов и приводного механизма, проверка правильности включения ножей и очистка их от нагара и наплывов, испытание отдельных узлов и деталей на электрическую прочность, полная разборка и капитальный

ремонт приводов и приводных механизмов с заменой изношенных деталей;

для трансформаторов тока и напряжения: проверка и промывка маслом магнитопровода и обмоток, их замена при необходимости; смена масла, проведение полного комплекса испытаний в объеме, предусмотренном ПТЭ и ППБ;

для трубчатых и вентильных разрядников: проведение комплекса испытаний, предусмотренных ПТЭ и ППБ;

для селеновых и купроксных выпрямителей: полная разборка выпрямителей, смена шайб или целых столбиков, перемотка трансформатора (при необходимости), ремонт или замена пускорегулирующей аппаратуры, смена масла;

для силовых полупроводниковых преобразователей: перемонтаж всех силовых полупроводниковых схем выпрямителя и инвертора, замена дефектных полупроводниковых приборов, ремонт пусковой и защитной аппаратуры, трансформаторов и измерительных приборов. Ремонт вентилятора, теплообменника и промывка системы охлаждения с продувкой сжатым воздухом, проверка цепей блокировки, настройка блока автоматического регулирования. После ремонта производится полная проверка схемы преобразователя в объеме, предусмотренном заводом-изготовителем, и испытание изоляции всей электрической схемы испытательным напряжением в соответствии с табл. 8.1;

для ртутных преобразователей: ремонт отдельных ртутных вентилях с заменой сеток, анодов возбуждения и зажигания, изоляторов анода и катода и других, вышедших из строя деталей, капитальный ремонт вакуумной и охлаждающей систем.

Вакуумные ртутные преобразователи разборного типа при капитальном ремонте вскрывать не рекомендуется, за исключением случаев, когда за полгода до срока капитального ремонта число обратных зажиганиях было более десяти.

Ртутный преобразователь, в котором вскрывали внутренние части, должен

после ремонта пройти формовку током нагрузки. Формовка проводится по специальной инструкции завода-изготовителя. Преобразователь считается отформованным, если при нагрузке, на 25 % превышающей номинальную, вакуум не ухудшается более чем на 1 мкм в течение 15 минут.

Таблица 8.1

**Испытательное напряжение промышленной частоты для изоляции
полупроводниковых преобразователей**

Наибольшее номинальное напряжение, воздействующее на изоляцию, В	Испытательное напряжение, кВ
До 24	0,5
25-60	1,0
61-200	1,6
201-500	2,0
Более 500	$2.5U_p + 1$, но не менее 3

Примечание. U_p - действующие значения напряжения проверяемой цепи.

После капитального ремонта все перечисленные электроаппараты подвергаются испытанию в полном объеме, предусмотренном нормами испытания электрооборудования и аппаратов электроустановок потребителей.

**8.4. Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости
ремонта**

Периодичность капитального ремонта тиристорных преобразователей может быть увеличена, если при наступлении срока ремонта после полной проверки схемы характеристика преобразователя будет удовлетворять его первоначальной технической характеристике. Для преобразователей и разъединителей рекомендуется производить через каждые 17 280-25 920 ч работы полную проверку схем, совмещая ее с текущим ремонтом.

Трудоемкость ремонта определена на полный перечень типовых ремонтных работ аппарата с его параметрами - мощностью, конструктивным исполнением, массой и т. д.

Численные значения ремонтных нормативов приведены в табл. 8.2.

8.5. Нормы расхода материалов и запасных частей на текущий и капитальный ремонт

8.5.1. В основу норм расхода материалов на текущий и капитальный ремонт (табл. 8.3, 8.4) положены опытные данные предприятий, ремонтирующих соответствующие аппараты и силовые преобразователи со сменой обмоток.

Таблица 8.2

Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта аппаратов напряжением более 1000 В и силовых преобразователей

Наименование, тип, марка и краткая техническая характеристика оборудования	Периодичность ремонта (числитель) и простой в ремонте (знаменатель), ч		Трудоемкость одного ремонта, чел.-ч	
	текущий ремонт	капитальный ремонт	текущий ремонт	капитальный ремонт
1	2	3	4	5
Выключатели масляные внутренней установки U до 10 кВ на номинальный ток, А:				
630-1000	8640/4	25920/8	7	23
1600-2500	8640/4	25920/8	11	38
3000-4000	8640/8	25920/16	14	47
Выключатели масляные наружной установки U до 35 кВ на номинальный ток, А:				
630-1000	8640/4	25920/8	9	28
1600-2500	8640/8	25920/16	14	47
3000-4000	8640/8	25920/18	19	66
Выключатели воздушные $U=10$ кВ на номинальный ток 1000 А	8640/4	25920/8	7	24

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5
Выключатели электромагнитные $U=10$ кВ на номинальный ток, А:				
1250-1600	8640/4	25920/8	11	38
2500-3600	8640/8	25920/18	17	57
Выключатели нагрузки на номинальный ток 400 А	8640/2	25920/8	3	11
Переключатели типа РНО-9, РНО-13 и РНО-21	8640/14	25920/48	28	143
То же, типа РНТ-9, РНТ-13 и РНТ-18	8640/17	25920/64	34	171
Разъединители однополюсные $U=10$ кВ внутренней установки	17280/1	51840/4	2	8
То же, наружной установки	17280/2	51840/6	4	10
Разъединители однополюсные $U=35$ кВ внутренней установки	17280/2	51840/6	4	12
То же, наружной установки	17280/2	51840/8	4	16
Трансформаторы тока шинные U до 1 кВ	25920/1	103680/4	2	8
То же, $U=10$ кВ	25920/2	103680/8	4	12
Трансформаторы тока опорные	25920/2	103680/4	2	8
То же, маслонаполненные	25920/4	103680/12	8	24
Трансформаторы тока проходные U до 10 кВ	25920/4	103680/11	6	20
Трансформаторы тока для работы в сетях повышенной частоты	25920/2	103680/2	2	4
Трансформаторы напряжения U до 10 кВ однофазные двухобмоточные	25920/2	103680/8	4	14
Трансформаторы напряжения однофазные трехобмоточные U до 10 кВ	25920/2	103680/6	3	11
Трансформаторы напряжения трехфазные трехобмоточные U до 10 кВ	25920/4	103680/12	7	24
То же, U до 35 кВ	25920/5	103680/16	9	30
Трансформаторы высокочастотные однофазные U до 2 кВ с частотой до 8000 Гц	25920/1	103680/3	1	5
Разрядники вентильные U до 10 кВ	8640/1	51840/2	1	4
То же, $U=35$ кВ	8640/1	51840/3	1	6

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5
Разрядники трубчатые U до 35 кВ	8640/1	51840/3	1	5
Приводы:				
ручные автоматические				
для выключателей	8640/2	51840/5	2	11
электромагнитные				
для выключателей	8640/2	51840/7	3	14
пружинно-грузовые				
для выключателей	8640/2	51840/10	4	19
ручные рычажные				
для разъединителей	8640/1	51840/3	1	6
Электроприводы комплектные тиристорные серии КТЭ, предназначенные для управления электродвигателями постоянного тока общего назначения, $U = 230—400$ В с индивидуальным трансформатором на номинальный ток, А:				
100	8640/29	51840/84	43	146
320	8640/37	51840/112	60	206
500	8640/42	51840/132	69	234
800	8640/47	51840/147	76	263
1000	8640/51	51840/159	87	300
1600	8640/54	51840/193	114	391
То же, $U = 230-460$ В с токоограничивающим реактором на номинальный ток, А:				
100	8640/14	51840/54	21	73
200	8640/16	51840/59	24	82
320	8640/18	51840/66	27	91
500	8640/19	51840/71	29	100
800	8640/22	51840/78	33	109
1000	8640/25	51840/85	37	124

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5
Агрегаты тиристорные серий ТЕ, ТЕР, предназначенные для питания якорных цепей электродвигателей постоянного тока $U = 230 - 460$ В, нереверсивные на номинальный ток, А:				
63	8640/5	51840/11	5	19
100	8640/7	51840/14	7	24
160	8640/9	51840/17	9	34
Агрегаты реверсивные $U=230-460$ В на номинальный ток, А:				
63	8640/11	51840/18	11	39
100	8640/14	51840/22	14	48
160	8640/20	51840/34	20	68
200	8640/23	51840/36	23	77
Реакторы токоограничивающие внутренней установки	25920/2	103680/4	2	8
То же, наружной установки	25920/4	103680/8	4	16
Преобразователи с частотой от 1000 до 2400 Гц на номинальную выходную мощность, кВт:				
250	8640/28	51840/56	34	98
320	8640/35	51840/70	40	120
500	8640/40	51840/84	48	138
800	8640/48	51840/96	52	152
То же, с частотой 500-1000 Гц на номинальную выходную мощность, кВт:				
1600	8640/54	51840/124	60	206
2400	8640/72	51840/172	80	276
То же, с частотой 4000 Гц на номинальную выходную мощность 140 кВт	8640/24	51840/56	34	114
Преобразователи тиристорные для индуктивного нагрева и плавки металлов $U = 400$ В с частотой 2400 Гц на номинальный ток 240 А	8640/10	51840/34	22	78

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5
Преобразователи частоты статические с частотой 150 Гц, мощностью 4 кВ·А	17280/4	51840/16	6	19
Преобразователи тиристорные переменного тока с частотой от 5 до 60 Гц мощностью, кВА:				
15	17280/6	51840/24	9	33
40	17280/8	51840/32	14	47
63	17280/16	51840/40	20	66
Преобразователи частоты статические с частотой от 200 до 400 Гц мощностью, кВ·А:				
4	17280/4	51840/16	7	24
10	17280/6	51840/24	9	33
25	17280/8	51840/28	14	47
Регуляторы тиристорные переменного тока для регулирования мощности электротермических установок, U				
100	17280/24	51840/66	38	128
1000	17280/52	51840/112	77	256
Преобразователи тиристорные U 12 В для питания гальванических ванн нереверсивные на номинальный ток, А:				
100	8640/10	51840/16	19	47
630	8640/16	51840/32	31	105
1600	8640/22	51840/44	43	143
3200	8640/32	51840/72	62	214
6300	8640/40	51840/96	86	285
12 500	8640/48	51840/112	95	333
То же, $U=24$ В на номинальный ток, А:				
100	8640/10	51840/19	16	61
630	8640/22	51840/42	40	132
1600	8640/34	51840/73	55	187
3 200	8640/42	51840/94	80	272

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5
6 300	8640/51	51840/123	102	378
12 500	8640/62	51840/189	129	436
То же, $U=12$ В реверсивные на номинальный ток, А:				
100	8640/12	51840/23	18	64
630	8640/24	51840/47	42	138
1600	8640/37	51840/78	57	200
3 200	8640/45	51840/100	82	288
6 300	8640/53	51840/132	108	402
12 500	8640/68	51840/204	134	474
То же, на $U=24$ В на номинальный ток, А:				
100	8640/14	51840/26	25	82
630	8640/28	51840/53	52	182
1600	8640/39	51840/86	76	261
3 200	8640/47	51840/124	105	376
6 300	8640/62	51840/189	152	543
12 500	8640/74	51840/267	180	614
Преобразователи частоты, предназначенные для преобразования напряжения промышленной частоты в напряжение повышенной частоты 200-400 Гц для питания электроинструмента при U до 230 В на номинальный ток, А:				
4	8640/3	51840/5	3	10
10	8640/5	51840/11	5	17
Селеновые и купроксные выпрямители для гальванических ванн на номинальный ток, А:				
до 200	4320/6	51840/10	9	28
600	4320/8	51840/22	13	43
То же, с масляным охлаждением на номинальный ток, А:				
до 500	4320/12	51840/28	17	57
2500	4320/18	51840/58	34	114

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5
Преобразователи тиристорные для питания электроприводов нереверсивные на номинальный ток, А:				
50	8640/3	51840/12	6	19
100	8640/5	51840/16	9	33
200	8640/6	51840/22	12	43
320	8640/9	51840/29	17	57
500	8640/11	51840/36	21	71
То же, реверсивные на номинальный ток, А:				
50	8640/5	51840/16	9	28
100	8640/7	51840/24	14	47
200	8640/9	51840/29	17	57
Выпрямительные устройства для питания электромагнитных сепараторов $U=110$ и 220 В на номинальный ток, А:				
16	8640/2	51840/5	3	9
32	8640/3	51840/7	4	14
50	8640/3	51840/10	6	19
100	8640/4	51840/16	9	33
Выпрямительные устройства для питания грузоподъемных электромагнитов $U = 220$ В на номинальный ток, А:				
16	8640/2	51840/5	3	9
50	8640/4	51840/10	6	19
100	8640/6	51840/18	12	38
Селеновые и купроксные выпрямители для питания электромагнитных плит	8640/2	51840/6	2	8
Ртутные выпрямительные устройства на ток, А:				
200	4320/8	51840/56	14	130
1000	4320/12	51840/112	20	240
1500	4320/16	51840/168	28	315
3000 и более	4320/24	51840/224	35	405

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5
Выпрямительное устройство, предназначенное для питания силовых и оперативных цепей постоянного тока и для цепей динамического торможения асинхронных электродвигателей, $U=230$ В на номинальный выпрямленный ток, А:				
40	8640/11	51840/21	17	58
50	8640/13	51840/27	20	67
80	8640/18	51840/32	25	86
100	8640/22	51840/46	30	103
125	8640/27	51840/58	36	124
Комплектные выпрямительные полупроводниковые подстанции серии КВПП, предназначенные для питания цеховых сетей постоянным током, $U=230$ В на номинальный ток, А:				
2000	8640/54	51840/202	130	428
4000	8640/87	51840/264	172	580
Генераторы для преобразования трехфазного тока в униполярный импульсный ток для питания электроэрозионных станков с частотой от 8000 до 22 000 Гц, 250 А	8640/7	51840/24	14	47
То же, с частотой 150 Гц, 250 А	8640/8	51840/29	17	57
Генераторы для преобразования трехфазного переменного тока в униполярный импульсный ток регулируемой амплитуды, частоты и скважности для питания копировально-поршневых станков на номинальный выходной ток до 16 А и $U=220-110$ В	8640/4	51840/12	7	24
Преобразователи для катодной защиты подземных металлических сооружений от электрохимической коррозии на номинальный ток, А:				
12,5/25 - 25/5 $U=48/24$ В	8640/2	51840/4	2	8
21/42-31/62 $U=96/48$ В	8640/3	51840/5	3	9
51/102 $U=96/48$ В	8640/4	51840/6	4	12

Продолжение таблицы 8.2

1	2	3	4	5
Устройство для зарядки щелочных аккумуляторных батарей емкостью от 250 до 600 А · ч, U до 80 В на номинальный ток 55-150 А	17280/2	51840/7	4	14
Устройство для зарядки тяговых аккумуляторных батарей типа ТНЖ-950, на U = 50-100 В и номинальный ток 100—250 А	17280/3	51840/3	5	17
Агрегаты полупроводниковые с кремниевыми вентилями для зарядки кислотных батарей	17280/2	51840/6	3	11
Устройства зарядно-подзарядные на (U= 110-220 В и номинальный ток 20-200 А	17280/4	51840/12	7	24
Теплообменники для охлаждения дистиллированной воды в замкнутой системе тиристорных реобразователей с поверхностью охлаждения до 5 м	17280/4	51840/10	6	19

Примечание. Трудоемкость капитального и текущего ремонта тиристорных преобразователей для гальванических ванн напряжением 48 В и более принимается с коэффициентом 1,3 трудоемкости преобразователей на 24 В как реверсивных, так и нереверсивных.

Таблица 8.3

Нормы расхода материалов на капитальный ремонт силовых выпрямителей (преобразователей) на 100 чел.-ч ремонта

Материал	Мощность, кВА							
	до 20	от 21 до 40	от 41 до 60	от 61 до 100	от 101 до 150	от 151 до 200	от 201 до 250	более 250
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Латунный прокат, кг	0,040	0,080	0,151	0,197	0,345	0,516	0,610	0,881
Припой оловянносвинцовый, кг	0,013	0,027	0,050	0,066	0,115	0,172	0,203	0,294
Гетинакс листовой, кг	0,080	0,160	0,202	0,393	0,690	1,032	1,220	1,761

Продолжение таблицы 8.3

1	2	3	4	5	6	7	8	9
Лента изоляционная, м	0,266	0,532	1,007	1,311	2,299	3,439	4,066	5,871
Трубка винилхлоридная, м	0,200	0,399	0,755	0,983	1,721	2,579	3,050	4,403
Эмаль, краска, лак, кг	0,239	0,479	0,906	1,180	2,069	3,095	3,659	5,284
Канифоль, кг	0,004	0,008	0,015	0,020	0,035	0,052	0,061	0,089
Растворитель, кг	0,067	0,133	0,261	0,328	0,575	0,860	1,017	1,468
Провод установочный, м	0,665	1,330	2,518	3,278	5,748	8,600	10,165	14,678
Кабель соединительный, м	0,226	0,532	1,007	1,311	2,299	3,439	4,066	5,871
Бензин авиационный, кг	0,067	0,133	0,252	0,328	0,575	0,860	1,017	1,468
Материал обтирочный, кг	0,160	0,319	0,604	0,787	1,379	2,063	2,440	3,523
Тиристоры, шт.	0,798	1,596	3,021	3,933	6,897	10,317	12,198	17,613
Семисторы, шт.	0,133	0,266	0,504	0,656	1,150	1,720	2,033	2,936
Диоды, шт.	0,798	1,596	3,021	3,933	6,897	10,317	12,198	17,613
Лампы сигнальные, шт.	0,931	1,862	3,525	4,589	8,050	12,037	14,231	20,549

Таблица 8.4

Нормы расхода материалов на капитальный ремонт выключателей и
разъединителей на 100 чел.-ч ремонта

Материал	Мощность, кВА						
	до 10	от 11 до 20	от 21 до 40	от 41 до 60	от 61 до 100	от 101 до 150	более 151
1	2	3	4	5	6	7	8
Сталь, кг:							
мелкосортная	0,033	0,067	0,133	0,214	0,315	0,679	0,812
автоматная	0,200	0,399	0,798	1,283	1,881	4,076	4,874
Крепежные изделия, кг	0,013	0,027	0,053	0,086	0,125	0,272	0,325
Медный прокат, кг	0,466	0,798	1,596	2,565	3,762	8,151	9,747
Латунный прокат, кг	0,133	0,266	0,532	0,855	1,254	2,717	3,249
Картон электроизоляционный, кг	0,033	0,067	0,133	0,214	0,315	0,679	0,812

Продолжение таблицы 8.4

1	2	3	4	5	6	7	8
Гетинакс, кг	0,013	0,027	0,053	0,086	0,125	0,272	0,325
Текстолит, кг	0,013	0,027	0,053	0,086	0,125	0,272	0,325
Лента изоляционная, кг	0,007	0,013	0,027	0,043	0,063	0,136	0,163
Лаки электроизоляционные, кг	0,040	0,080	0,160	0,257	0,376	0,815	0,975
Краски, эмали, лаки, кг	0,170	0,213	0,426	0,684	1,003	2,174	2,600
Провод обмоточный, кг	0,998	1,995	3,990	6,413	9,405	20,378	24,368
Масло трансформаторное, кг	6,650	13,300	26,600	42,750	62,700	135,85	162,450
Бензин авиационный, кг	0,133	0,266	0,532	0,855	1,254	2,717	3,249
Изоляторы, шт.	0,466	0,798	1,596	2,565	3,762	8,151	9,747
Материал обтирочный, шт.	0,087	0,173	0,346	0,557	0,815	1,766	2,112

8.5.2. Нормы расхода материалов на текущий ремонт определяются в соответствии с коэффициентами, приведенными в табл. 8.5.

Таблица 8.5

Значение коэффициентов для определения расхода материалов на текущий ремонт электрических аппаратов высокого напряжения и силовых преобразователей

Материал	Значение коэффициентов	
	силовые выпрямители	аппараты высокого напряжения
1	2	3
Сталь, кг:		
мелкосортная	-	0,25
автоматная	-	0,27
Прокат, кг:		
латунный	0,18	0,22
медный	-	0,20
Припой оловянно-свинцовый, кг	0,56	-
Гетинакс листовой, кг	0,55	-

Продолжение таблицы 8.5

1	2	3
Лента изоляционная, м	0,26	
Трубка винилхлоридная, м	0,28	-
Эмаль, краска, лак, кг	0,29	0,39
Лаки электроизоляционные, кг	-	0,15
Масло трансформаторное, кг	-	0,20
Канифоль, кг	0,55	-
Растворитель, кг	0,20	-
Провод установочный, м	0,26	-
Бензин авиационный, кг	0,21	0,22
Материал обтирочный, кг	0,27	0,40
Тиристоры, шт.	0,26	-
Диоды, шт.	0,18	-
Лампы сигнальные, шт.	0,53	-
Изоляторы, шт.	-	0,20

8.5.3. В табл. 8.6 приведены нормы страхового запаса запасных частей к аппаратам высокого напряжения. Израсходованные из страхового запаса аппараты и преобразователи подлежат немедленному восполнению.

Таблица 8.6

Нормы страхового запаса запасных частей к аппаратам высокого
напряжения

Запасные части	Норма запаса на 50 единиц
1	2
Масляные выключатели	
Изоляторы опорные или проходные, компл.	10
Контакты подвижные и неподвижные, компл.	5
Втулки проходные, компл.	5
Контакты искрогасительные, компл.	5
Пальцы неподвижного рабочего и дугогасительного контактов, компл.	5
Щетки неподвижного рабочего контакта, компл.	5

1	2
Пружины, компл.	5
Катушки к приводам, шт.	5
Разъединители	
Изоляторы опорные, шт.	10
Контакты, компл.	5
Ножи контактные, компл.	5
Преобразователи силовые ртутные	
Краны вакуумные, шт.	5
Нагреватели, шт.	5
Головки анода, шт.	5
Сетки, шт.	5
Вентили ртутные, шт.	5
Преобразователи силовые	
Вентили кремниевые, шт.	30
Диоды, шт.	140
Тиристоры, шт.	30
Симисторы, шт.	5
Стабилизаторы, шт.	5
Предохранители, шт.	60
Сигнальные лампы, шт.	35
Соединительный кабель, м	5

9. СИЛОВЫЕ ТРАНСФОРМАТОРЫ

Ремонтные нормативы и указания по ремонту в данном разделе приведены для силовых трансформаторов общепромышленного назначения напряжением до 35 кВ мощностью до 16 000 кВА, трансформаторов для питания преобразователей и электропечей, трансформаторов сухих; автотрансформаторов мощностью до 250 кВА, стабилизаторов напряжения на 220-380 В мощностью до 100 кВА; комплектных трансформаторных

подстанций напряжением до 10 кВ мощностью до 1000 кВА.

Эксплуатация и ремонт перечисленного оборудования должны удовлетворять требованиям ПТЭ и ППБ.

Для обеспечения безопасности проведения работ при ТО и ремонте силовых трансформаторов персонал, привлекаемый для этих целей, должен иметь квалификационную группу согласно ПТЭ и ППБ.

9.1. Техническое обслуживание

В объем ТО силовых трансформаторов входят очередные и внеочередные осмотры.

Очередные осмотры трансформаторов (без их отключения) производятся в следующие сроки:

- в электроустановках с постоянным дежурным персоналом - 1 раз в сутки;
- в установках без постоянного дежурного персонала - не реже 1 раза в месяц, на трансформаторных пунктах - не реже 1 раза в 6 месяцев.

В зависимости от местных условий, конструкции и состояния силовых трансформаторов указанные сроки осмотров трансформаторов без отключения могут быть изменены лицом, ответственным за электрохозяйство.

Внеочередные осмотры трансформаторов производятся:

- при резком изменении температуры воздуха;
- при каждом отключении трансформатора действием газовой или дифференциальной защиты.

9.2. Типовая номенклатура ремонтных работ при текущем ремонте

При текущем ремонте выполняются в полном объеме операции ТО, а также следующие работы: чистка изоляторов, масломерных стекол, бака и крышки трансформатора; подтяжка всех болтовых соединений и чистка

контактных соединений; удаление грязи из расширителя; проверка, разборка и очистка (при необходимости) маслоуказателей; доливка масла в трансформатор, регулировка давления масла во вводах; проверка трансформаторов на герметичность (для газонаполненных), осмотр, чистка и ремонт охлаждающих устройств; проверка состояния частей переключающих устройств, доступных осмотру; проверка положения по напряжению; ремонт заземляющей сети; проверка термосифонных фильтров (при необходимости - замена сорбента); проверка приборов контроля температуры и давления (для газонаполненных трансформаторов); измерение изоляции обмоток до и после ремонта.

Одновременно с текущим ремонтом трансформаторов проводится текущий ремонт вводов.

9.3. Типовая номенклатура ремонтных работ при капитальном ремонте

При капитальном ремонте выполняются все операции текущего ремонта, а также следующие работы: слив (откачка) масла из бака со взятием пробы для химического анализа; демонтаж электрических аппаратов, переключателя напряжения и бака расширителя; отсоединение выводов от катушек; выемка из бака и осмотр сердечника; демонтаж радиаторов; чистка бака внутри; разболчивание и расшихтовка (при необходимости) верхнего ярма магнитопровода с распрессовкой и снятием катушек, их замена или ремонт изоляции обмоток низкого и высокого напряжения, сушка и пропитка обмоток, при необходимости - смена межлистовой изоляции и перешихтовка электростали магнитопровода после сборки без обмоток, установка катушек высокого и низкого напряжения на стержни магнитопровода, навар выводов на катушки; установка присоединяющих устройств и изолирующих планок, расклинивание обмоток; проверка мегомметром стяжных шпилек с заменой дефектной изоляции, ремонт переключателей напряжения и отводов; ремонт крышки расширителя, радиаторов, кранов, термосифонных фильтров (с

заменой силикагеля); замена прокладок; замена азота в газонаполненных трансформаторах; ремонт (замена) изоляторов (вводов); ремонт охлаждающих и маслоочистительных устройств; ремонт (замена) масляных насосов, вентиляторов; окраска бака; замена масла во вводах; заливка трансформаторного масла (засыпка кварцевым песком); проверка контрольно-измерительных приборов, сигнальных и защитных устройств.

Для трансформаторов и трансформаторных подстанций во взрывозащищенном исполнении дополнительно выполняются следующие работы: проверка состояния блокировок; проверка элементов взрывозащиты, оболочек; покрытие взрывозащитных поверхностей тонким слоем консистентной смазки ЦИАТИМ-202, ЦИАТИМ-203.

9.4. Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта

В табл. 9.1 приведены ремонтные нормативы для трансформаторов внутренней установки в нормальных условиях окружающей среды. Для трансформаторов наружной установки периодичность ремонта принимается с коэффициентом 0,75.

Нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта трансформаторов и комплектных подстанций

Наименование, тип, марка и краткая техническая характеристика оборудования	Периодичность ремонта (числитель) и простой в ремонте (знаменатель), ч		Трудоемкость одного ремонта, чел.-ч	
	текущий ремонт	капитальный ремонт	текущий ремонт	капитальный ремонт
1	2	3	4	5
Трансформаторы трехфазные двухобмоточные масляные (U до 10 кВ) мощностью, кВА:				
до 25	25 920/2	103 680/54	13	65
40	25 920/4	103 680/72	17	86
63	25 920/4	103 680/96	21	103
100	25 920/4	103 680/108	25	124
160	25 920/6	103 680/128	30	150
250	25 920/6	103 680/144	36	179
400	25 920/6	103 680/156	43	216
630	25 920/8	103 680/172	51	258
1000	25 920/8	103 680/184	62	310
1600	25 920/8	103 680/216	75	375
2500	25 920/10	103 680/268	89	447
4000	25 920/12	103 680/360	108	540
6300	25 920/16	103 680/384	129	647
7500	25 920/18	103 680/432	139	693
10000	25 920/24	103 680/486	155	777
12500	25 920/36	103 680/508	170	850
16000	25 920/42	103 680/540	188	938
Трансформаторы трехфазные масляные (U до 10 кВ) с12 ступенями напряжения комплектно с аппаратурой высокого напряжения для дуговых электропечей, мощностью, кВА :				
485				
630	4320/10	34 560/252	95	456
1000	4320/12	34 560/360	102	494
1600	4320/14	34 560/382	119	580
2000	4320/16	34 560/424	143	694
То же, однофазные, мощностью, кВА :	4320/22	34 560/536	172	893
250				
400	4320/6	34 560/184	57	266
630	4320/8	34 560/206	67	309
1000	4320/8	34 560/212	71	333
1600	4320/10	34 560/216	86	399
2500	4320/12	34 560/296	95	485
	4320/16	34 560/420	142	750

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5
Трансформаторы для питания селеновых выпрямителей с первичным напряжением 660 В, мощностью, кВА:				
0,1-0,16	17280/1	34 560/1	-	-
0,25-0,4	17280/1	34 560/2	1	3
0,63-1,0	17280/1	34 560/4	2	5
1,6-2,5	17280/1	34 560/6	2	8
6-8	17280/2	34 560/9	3	14
11-14	17280/2	34 560/12	5	24
19-25	17280/2	34 560/36	9	47
Автотрансформаторы трехфазные масляные для плавного регулирования и стабилизации с первичным напряжением 380 В, мощностью, кВА:				
до 25	8640/4	69 120/98	19	101
40	8640/4	69 120/108	25	132
63	8640/6	69 120/144	34	159
100	8640/6	69 120/196	40	191
160	8640/8	69 120/216	44	230
250	8640/8	69 120/258	53	275
Трансформаторы трехфазные для питания электроинструмента , мощностью, кВА:				
до 0,63	8640/1	69 120/2	1	3
1-1,6	8640/1	69 120/6	1	8
2,5-4	8640/2	69 120/12	3	16
Трансформаторы малой мощности для местного освещения и питания систем цепей управления, мощность, кВА:				
0,16-0,25	8640/1	-	1	-
0,4-0,63	8640/1	-	1	-
1,6-2,5	8640/2	69 120/6	2	10
4-6	8640/2	69 120/8	3	15
8-10	8640/4	69 120/16	5	17
Трансформаторы сухие для питания полупроводниковых преобразователей при напряжении сетевой обмотки до 660 В, мощностью, кВА				
до 16	8640/4	69 120/24	7	34
18-23	8640/6	69 120/36	9	42
30-32	8640/6	69 120/48	10	51
35-51	8640/8	69 120/64	12	60
52-74	8640/8	69 120/76	15	73
75-104	8640/10	69 120/78	17	90
112-117	8640/12	69 120/82	19	96
142-147	8640/14	69 120/94	21	105
148-159	8640/16	69 120/96	23	114

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5
202-220	8640/18	69 120/100	25	124
235-250	8640/20	69 120/102	26	129
275	8640/24	69 120/108	27	135
320	8640/24	69 120/108	30	151
Трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой масляные для питания полупроводниковых преобразователей с сетевой обмоткой 6300-10000 В, номинальной мощностью, кВА:				
345-681	8640/48	69 120/144	105	485
796-1580	8640/64	69 120/168	133	665
2040-2570	8640/83	69 120/216	162	808
4030-5090	8640/104	69 120/240	209	1045
То же, однофазные масляные модуляционные для регулирования напряжения в сети переменного тока напряжением до 380 В номинальной мощностью, кВА:				
12	8640/8	69 120/24	5	27
20	8640/12	69 120/64	16	76
45	8640/16	69 120/88	21	105
115	8640/24	69 120/96	34	171
210	8640/32	69 120/96	38	190
375	8640/40	69 120/116	49	247
То же, трехфазные номинальной мощностью, кВА:				
25	8640/18	69 120/72	17	85
50	8640/24	69 120/96	27	133
63	8640/24	69 120/108	31	152
Подстанции однострансформаторные комплектные до 10 кВ внутренней установки, мощностью, кВА:				
160-250	8640/6	69 120/268	57	285
400-630	8640/8	69 120/360	76	380
1000	8640/10	69 120/360	95	475
Автотрансформаторы трехфазные сухие для плавного регулирования и стабилизации при напряжении до 380 В, номинальной мощностью, кВА:				
25	8640/2	69 120/36	8	40
40	8640/2	69 120/36	10	51
63	8640/2	69 120/54	13	68
100	8640/4	69 120/72	16	81
160	8640/4	69 120/72	19	99
250	8640/4	69 120/72	27	133

Продолжение таблицы 9.1

1	2	3	4	5
Автотрансформаторы повышенной частоты для питания электропечей с частотой 2400-10000 Гц, напряжением 800 В, номинальной мощностью 500 кВА	8 640/28	69 120/114	36	180
Трансформаторы повышенной частоты для питания электропечей напряжением 400 В, частотой 800-10000 Гц, мощностью 200 кВА	8640/24	69 120/108	30	152
То же, напряжением 800 В, частотой 2400-10000 Гц, мощностью 800 кВА	8640/32	69 120/120	40	200
Переключатели типа РНО-9, РНО-13, РНО-21	8640/24	-	28	-
РНТ-9, РНТ-13, РНТ-18	8640/28	-	34	-
Стабилизаторы трехфазные напряжением 220-380 В сухие номинальной мощностью, кВА:				
10	8640/2	69 120/16	4	19
16	8640/2	69 120/20	5	24
25	8640/2	69 120/24	7	33
40	8640/2	69 120/36	9	43
63	8640/2	69 120/36	11	57
100	8640/2	69 120/36	13	67

Примечания.

1. К приведенным нормативам трудоемкости вводятся следующие поправочные коэффициенты: для силовых трансформаторов 25-30 кВ - 1,3; для силовых трансформаторов с алюминиевыми обмотками - 1,1; для сухих трансформаторов - 0,4; для трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой, за исключением трансформаторов для дуговых печей, - 1,25; для трансформаторов с расщепленными обмотками - 1,1.

2. Трудоемкость капитального ремонта приведена для ремонта трансформаторов со сменой обмоток. При капитальном ремонте без смены обмоток следует применять следующие коэффициенты: для трансформаторов общего назначения, электропечей сопротивления, погруженных насосов, питания ртутных преобразователей, питания селеновых выпрямителей, питания электроинструмента, местного освещения и питания систем цепей управления,

питания полупроводниковых преобразователей, автотрансформаторов и стабилизаторов - 0,45; для трансформаторов комплектно с аппаратурой высокого напряжения для дуговых электропечей - 0,6; для однострансформаторных комплектных подстанций внутренней установки 0,73; для однострансформаторных комплектных подстанций наружной установки - 0,70.

Время простоя в капитальном ремонте трансформаторов приведено для ремонта со сменой обмоток. При ремонте без смены обмоток применяется коэффициент 0,67.

9.5. Нормы расхода материалов и запасных частей на текущий и капитальный ремонт

Нормы расхода материалов на капитальный ремонт общепромышленных и специальных трансформаторов приведены в табл. 9.2- 9.4.

Нормы расхода материалов на капитальный ремонт общепромышленных и печных трансформаторов приведены отдельно для условий ремонта со сменой обмоток и без их смены.

Из норм расхода материалов на ремонт сухих трансформаторов исключаются трансформаторное масло, резина и силикагель.

Для трансформаторов напряжением 35 кВ и более нормы расхода материалов следует принимать с коэффициентом 1,3.

Таблица 9.2

**Нормы расхода материалов на капитальный ремонт без смены обмоток
трехфазных общепромышленных и печных трансформаторов,
на 100 чел.-ч ремонта**

Материал	Мощность, кВА						
	до 40	41-100	101-250	251-1000	1001-4000	4001-7500	7501 и более
1	2	3	4	5	6	7	8
Сталь сортовая, кг	2,37	4,68	8,1	13,57	29,06	62,37	84,84
Электроды, кг	0,03	0,05	0,16	0,34	0,83	1,84	2,55
Крепежные изделия, кг	0,72	1,17	2,44	4,52	10,38	18,41	25,45
Припой, кг оловянно-свинцовый	0,01	0,01	0,03	0,05	0,08	-	-
медно-фосфорный	0,01	0,02	0,03	0,07	0,09	-	-
Провод установочный, м	0,72	1,17	1,63	2,13	2,58	3,07	4,24
медный (алюминиевый), кг	15,78	25,81	58,65	140,18	303,06	484,82	670,20
Картон электроизоляционный, кг	0,72	1,17	1,95	3,17	6,64	10,43	14,42
Бумага кабельная, кг	0,35	0,58	0,81	1,36	2,49	3,68	5,09
I Лакоткань шириной 700 мм, м	0,09	0,15	0,24	0,45	0,87	1,84	2,55
Лента киперная, м	-	-	40,73	90,44	170,21	257,7	356,31
тафтяная, м	7,17	11,74	19,55	40,7	99,64	171,8	237,54
асбестовая электро- изоляционная, кг	0,03	0,04	0,06	0,11	0,33	0,55	0,76
Лаки электроизоляцион- ные, кг	0,44	0,82	1,3	3,39	6,64	11,05	15,27
Эмали грунтовые, кг	0,93	1,52	3,26	5,65	12,87	19,64	27,15
Бензин авиационный, кг	0,35	0,58	0,98	1,58	3,74	6,14	8,48
Растворители, кг	-	-	1,13	1,81	4,15	7,36	10,18
Резина, кг							

Продолжение таблицы 9.2

маслостойкая	0,07	0,12	0,49	0,90	2,08	3,68	5,09
профильная	0,07	0,12	0,19	0,29	0,37	0,55	0,76
Шнур крученный, кг	-	-	0,19	0,68	1,49	2,27	3,14
Материал обтирочный, кг	0,14	0,23	0,49	0,90	2,08	4,30	5,94

Таблица 9.3

**Нормы расхода материалов на капитальный ремонт со сменой обмоток
трехфазных общепромышленных и печных трансформаторов,
на 100 чел.-ч ремонта**

Материал	Мощность, кВА						
	до 40	41-100	101-250	251-1000	1001-4000	4001-7500	7501 и более
1	2	3	4	5	6	7	8
Сталь сортовая, кг	2,37	4,68	8,1	13,57	29,06	62,37	84,84
Электроды, кг	0,03	0,05	0,16	0,34	0,83	1,84	2,55
Сталь сортовая, кг	16,15	33,90	56,53	113,7	165,5	254,3	312,5
Швеллеры, кг	-	15,39	45,22	102,3	144,5	217,5	265,3
Проволока, кг:							
бандажная	0,06	0,08	-	-	-	-	-
рояльная	0,02	-	-	-	-	-	-
Электроды, кг	0,08	0,31	0,68	1,5	2,55	4,35	5,3
Крепежные изделия, кг	2,91	8,31	14,70	30,3	45,3	72,6	88,4
Литье из алюминиевых сплавов, кг	1,21	2,00	-	-	-	-	-
Медь, кг:							
шинная	2,10	6,16	16,51	60,6	80,8	116,2	141,5
прутковая	1,86	6,16	16,28	36,0	52,0	80,0	97,3
Лента медная, кг	0,24	0,77	1,58	5,1	7,6	10,9	13,3
Припой, кг:							
оловянно-свинцовый	0,01	0,06	0,10	0,19	0,23	-	-
медно-фосфористый	0,03	0,07	0,14	-	-	-	-
Провод:							
установочный, м	1,62	3,08	4,26	4,8	5,0	7,4	8,8
медный							
(алюминиевый), кг	42,80	127,74	327,85	644,4	899,8	1344,5	1636,2
Картон электроизоляционный, кг	5,33	16,16	37,31	90,2	118,6	168,6	205,2
Бумага, кг:							
кабельная	0,48	1,15	2,26	4,2	5,8	8,7	10,7
телефонная	1,62	3,08	8,14	19,0	28,0	43,6	53,1

Продолжение таблицы 9.3

1	2	3	4	5	6	7	8
Лакоткань шириной 700 мм, м	0,53	1,54	4,75	8,0	14,5	28,1	31,8
Лента, м:							
киперная	53,30	153,90	287,15	496,5	686,4	1017,4	1238,2
тафтяная	26,65	76,95	205,75	405,6	546,9	799,4	972,8
Гетинакс, кг	-	-	31,65	72,2	99,1	159,9	194,6
Лента асбестовая электроизоляционная, кг	0,16	0,31	0,61	1,6	2,2	3,3	4,0
Лаки							
электроизоляционные, кг	3,23	8,46	22,61	45,5	66,0	101,7	123,8
Эмали фунтовая, кг	1,05	3,08	5,65	11,7	15,9	24,0	28,3
Бензин авиационный, кг	0,81	1,85	3,39	6,8	9,6	14,5	17,7
Растворители, кг	-	2,31	3,62	7,6	11,5	18,1	22,1
Резина, кг:							
маслостойкая	0,08	0,46	0,90	1,9	2,8	4,4	5,3
профильная	0,24	0,54	0,93	1,06	1,4	2,0	2,5
Силикагель, кг	1,21	4,62	9,04	19,0	28,0	43,6	53,0
Шнур крученный, кг	-	-	0,68	1,35	1,85	2,7	3,2
Материал обтирочный, кг	0,40	0,92	1,81	3,4	5,8	10,1	12,3
Древесина твердых пород, м ³	0,01	0,03	0,07	0,15	0,25		

Таблица 9.4

Нормы расхода материалов на капитальный ремонт сухих специальных трансформаторов, автотрансформаторов и стабилизаторов, на 100 чел.-ч ремонта

Материал	Стабилизаторы трехфазные сухие	Автотрансформаторы трехфазные	Трансформаторы сухие для питания ртутных преобразователей	Трансформаторы сухие для питания полупроводников преобразователей	Трансформаторы для питания силовых выпрямителей, цепей управления и местного освещения
1	2	3	4	5	6
Сталь					
сортовая, кг	7,79/1,56	1,71/0,34	13,30/2,66	16,72/3,34	3,80/0,76
Проволока, кг:					
бандажная	0,03	0,01	0,05	0,07	0,02
рояльная	0,01	0,03	0,02	0,03	0,006
Электроды, кг	0,04/0,02	0,01/0,004	0,07/0,03	0,08/0,04	0,02/0,01

Продолжение таблицы 9.4

1	2	3	4	5	6
Крепежные изделия, кг	0,40/0,39	0,31/0,09	2,39/0,67	3,01/0,84	0,68/0,19
Литье из алюминиевых сплавов, кг	0,58	0,13	1,00	1,25	0,29
Медь, кг:					
шинная	0,97	0,21	1,66	2,09	0,48
прутковая	0,90	0,20	1,53	2,92	0,44
Лепта медная, кг	0,12	0,03	0,20	0,25	0,06
Припой, кг:					
оловянно-свинцовый, кг	0,006/0,004	0,001/0,001	0,01/0,01	0,01/0,01	0,003/0,002
медно-фосфористый, кг	0,01/0,01	0,003/0,002	0,02/0,01	0,03/0,02	0,007/0,003
Провод установочный, м	0,78/0,39	0,17/0,09	1,33/0,67	1,67/0,84	0,38/0,19
Кабель медный/алюминиевый, кг	20,64/8,04	4,53/1,88	35,25/14,63	44,3/18,39	10,07/4,18
Картон электроизоляционный, кг	2,57/0,39	0,56/0,09	4,39/0,67	5,52/0,84	1,25/0,10
Бумага, кг:					
кабельная	0,23/0,19	0,05/0,04	0,40/0,33	0,50/0,42	0,11/0,10
телефонная для оклейки электростали	0,79	0,17	1,33	1,67	0,38
Лакоткань шириной 700 мм, м	0,66	0,06/0,01	1,13	1,42	0,13/0,02
Лента:					
киперная, м	0,26/0,05	5,64	0,44/0,09	0,55/0,11	12,54
тафтяная, м	27,70	2,82/0,86	43,89	55,18	6,27/1,9
асбестовая электроизоляционная, кг	12,85/3,9	0,02/0,003	21,95/6,65	27,59/8,36	0,04/0,01
	0,08/0,02	0,15	0,13/0,03	0,17/0,03	0,32

Примечание. В числителе указан расход материалов со сменой обмоток, в знаменателе - без смены обмоток.

Нормы расхода материалов на текущий ремонт трехфазных общепромышленных и печных трансформаторов установлены в размере 20 % от соответствующих норм расхода на капитальный ремонт без смены обмоток по следующей номенклатуре: сталь, электроды, крепежные изделия, припой,

провод, кабель, картон электроизоляционный, бумага кабельная, лакоткань, лента киперная, лента тафтяная, лента асбестовая электроизоляционная, лаки электроизоляционные, эмали грунтовые, бензин авиационный, растворители, резина маслостойкая, резина профильная, шнур крученный, материал обтирочный.

Нормы расхода материалов на текущий ремонт специальных трансформаторов определяются путем применения коэффициентов, приведенных в табл. 9.5, к соответствующим нормам расхода материалов на капитальный ремонт без смены обмоток.

Таблица 9.5

Коэффициенты для определения норм расхода материалов на текущий ремонт специальных трансформаторов

Материал	Стабилизаторы и автотрансформаторы трехфазные сухие	Трансформаторы для питания ртутных преобразователей и электроинструмента	Трансформаторы для местного освещения и питания цепей управления и селеновых выпрямителей
1	2	3	4
Сталь сортовая, кг	0,19	0,21	0,13
Электроды, кг	0,2	0,29	0,10
Крепежные изделия, кг	0,19	0,20	0,14
Припой, кг			
оловянно-свинцовый	0,17	0,15	0,12
медно - фосфористый	0,15	0,17	0,21
Провод:			
установочный, м	0,19	0,20	0,14
медный (алюминиевый), кг	0,20	0,20	0,14
Картон электроизоляционный, кг	0,19	0,20	0,14
Бумага кабельная, кг	0,20	0,23	0,11
Лакоткань шириной 700 мм, м	0,22	0,26	0,17
Лента:			
тафтяная, м	0,19	0,26	0,13

Продолжение таблицы 9.5

1	2	3	4
асбестовая электроизолирующая, кг	0,91	0,33	0,1
Лаки электроизоляционные, кг	0,19	0,18	0,12
Эмали грунтовые, кг	0,28	0,15	0,13
Бензин авиационный, кг	0,20	0,23	0,11
Резина, кг:			
маслостойкая	0,21	0,17	0,12
профильная	0,21	0,12	0,12
Материал обтирочный, кг	0,20	0,21	0,19

Для силовых трансформаторов нормы расхода запасных частей на текущий и капитальный ремонт установлены общими на все типы силовых трансформаторов и приведены в табл. 9.6.

Таблица 9.6

Нормы расхода запасных частей на ремонт силовых трансформаторов

Запасные части	Норма расхода на 10 единиц однотипного оборудования, шт	
	капитальный ремонт	текущий ремонт
Обмотки, комплект		
высокого напряжения	2	-
низкого напряжения	2	-
Изоляторы проходные, компл.	2	1
Втулки проходные, компл.	2	1
Кран радиаторный, шт.	2	-
Термосигнализатор, шт.	1	-

Страховой запас трансформаторов следует предусматривать только при отсутствии горячего резерва в размере 10 % от эксплуатируемого количества трансформаторов.

Глава III

10. ПРОФИЛАКТИЧЕСКИЕ ИСПЫТАНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

10.1. Основные положения

Трансформатором называется статическое электромагнитное устройство, предназначенное для преобразования одной - первичной системы переменного тока в другую - вторичную той же частоты, имеющую отличные характеристики, в частности другие напряжение и ток.

Трансформатор состоит из магнитопровода, набранного из листовой трансформаторной стали, и двух или нескольких обмоток, связанных между собой магнитно, а в автотрансформаторах - также и электрически. Трансформатор, имеющий две обмотки, называется двухобмоточным, трансформатор с тремя или несколькими обмотками - трехобмоточным или многообмоточным. Соответственно по количеству обмоток различают трансформаторы однофазные, трехфазные и многофазные. Под обмоткой многофазного трансформатора понимают совокупность всех фазных обмоток одинакового напряжения, определенным образом соединенных между собой. Обмотка трансформатора, к которой подводится напряжение переменного тока, называется первичной, остальные - вторичными.

В последнее время применяются трансформаторы с расщепленной обмоткой на стороне низшего напряжения. У трансформаторов этого типа обмотка низшего напряжения расщеплена на две или более частей, имеющих отдельные выводы, что позволяет использовать каждую часть обмотки самостоятельно. Суммарная мощность расщепленных частей обмотки равна номинальной мощности трансформатора. При необходимости части расщепленной обмотки могут быть рассчитаны на разные напряжения (например, 6 и 10 кВ).

Трехфазные трансформаторы с одной расщепленной обмоткой имеют общую магнитную систему, и рассматривать их как два независимых трансформатора нельзя, так как такое допущение приводит к неточности в расчетах сопротивлений и токов короткого замыкания. Полное сопротивление между ветвями расщепленной обмотки имеет повышенное значение, поэтому установка трансформаторов с расщепленной обмоткой позволяет ограничивать токи короткого замыкания. По сравнению с обычными трансформаторами с расщепленными обмотками несколько дороже, что вызвано большими расходами стали и обмоточной меди. Например, в классе напряжения 110 кВ для изготовления трансформатора с расщепленной обмоткой расходуется стали больше на 4 %, обмоточной меди - на 11 %, а его стоимость выше на 6 %. Несмотря на это, применение трансформаторов с расщепленными обмотками позволяет существенно ограничить токи короткого замыкания. На рис. 10.1 изображена конструктивная схема масляного трансформатора с трубчатым баком и указаны его основные элементы.

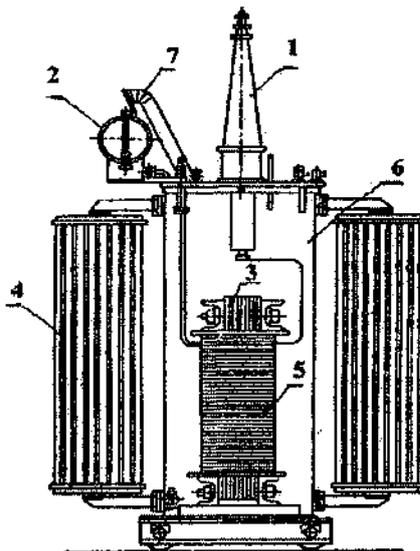


Рис. 10.1. Конструкция трансформатора с масляным охлаждением:

- 1 - вводные изоляторы; 2 – расширительный бачок; 3 - магнитопровод;
- 4 - радиаторы охлаждения; 5 - обмотки; 6 - корпус; 7 - выхлопная труба

В зависимости от конструкции магнитные системы бывают стержневыми и броневыми. Отечественные трансформаторы в основном строятся только

стержневыми с концентрической обмоткой. Обмотки трансформаторов выполняются из электролитической меди прямоугольного и круглого сечения, а также из алюминия. Трансформаторы с алюминиевыми обмотками в эксплуатации достаточно надежны. Для изменения напряжения на трансформаторе устанавливается переключатель ответвлений, с помощью которого изменяется число работающих витков в обмотке. Регулирование напряжения под нагрузкой производится изменением числа включенных витков основной обмотки трансформатора или при помощи вспомогательной обмотки трансформатора. В соответствии с этим применяются следующие схемы регулирования напряжения:

а) со встроенным регулированием (РПН) и для переключения без возбуждения (ПБВ);

б) при помощи автотрансформатора или трансформатором с переменным коэффициентом трансформации.

Регулирование напряжения обычно производится на стороне высшего напряжения. В трансформаторах с НБВ со стороны высшего напряжения должна быть предусмотрена возможность изменения коэффициента трансформации относительно номинального на $\pm 5\%$ ступенями по $2,5\%$.

В трансформаторах с РПН со стороны ПН должна быть предусмотрена возможность изменения напряжения относительно номинального ступенями по $1,67\%$.

Масло в трансформаторах используют для изоляции, а также охлаждения его активной части. Тепло, выделяемое в обмотках и стали, магнитной системы поглощается маслом, циркулирующим в каналах охлаждения и вокруг выемной части, затем передается стенкам бака и радиаторов и отводится в окружающую среду. При маслководяном охлаждении тепло от масла передается воде, циркулирующей по маслоохладителю. Баки для масляных трансформаторов обычно выполняются сварными, из листовой стали, овальной формы. У крупных трансформаторов для придания конструкций необходимой жесткости к баку, который рассчитывается на полный вакуум, приваривают ребра

жесткости. Между съемной крышкой и верхом бака ставится прокладка из уплотняющего материала (маслоупорной резины, пробки, и др.), и крышка притягивается к баку болтами. На крышке бака устанавливаются выводные изоляторы, термометр и укрепляется переключатель напряжения. В ряде трансформаторов новых серий во избежание подъема активной части из бака при проверках и ремонтах верхняя часть бака делается съемной, с разъемом у днища бака. Для уменьшения размера трансформатора изоляторы иногда устанавливают на стенках бака. Радиаторы, служащие для увеличения поверхности охлаждения трансформатора, выполняются из плоских, овальных или круглых труб. У небольших трансформаторов трубы свариваются непосредственно в стенки бака. У более мощных трансформаторов они выполняются в виде радиаторов и устанавливаются на баке или отдельно. Радиаторы присоединяются к баку при помощи патрубков кранами или задвижками. На крупных трансформаторах для охлаждения применяется принудительная циркуляция масла через обдуваемые малогабаритные охладители. Расширитель предназначен для обеспечения постоянного заполнения бака маслом и уменьшения поверхности соприкосновения масла с воздухом с целью защиты его от окисления и увлажнения. Для повышения срока службы изоляции обмоток и стабилизации качества масла трансформаторы оборудуются термосифонными фильтрами и воздухоосушителями, а в ряде трансформаторов новых типов применяется герметизация бака путём заполнения пространства над маслом инертным газом. Выхлопная труба служит для защиты бака от чрезмерного повышения внутреннего давления при серьезных повреждениях трансформатора вследствие интенсивного разложения масла.

По способу охлаждения трансформаторы делятся на масляные (рис. 10.2), сухие и с заполнением негорючим жидким диэлектриком (табл. 10.1).

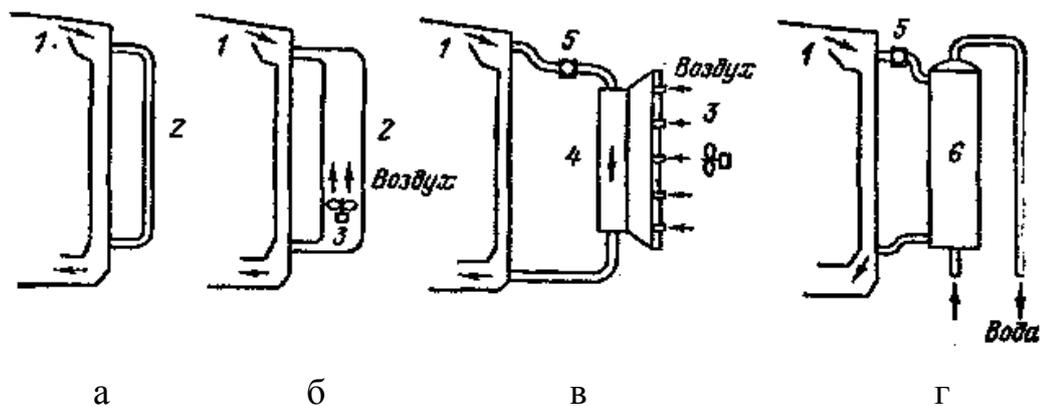


Рис 10.2. Система охлаждения масляных трансформаторов:

а - естественное; б - система Д; в - система ДЦ; г - система Ц;
 1 - трансформатор; 2 – трубы для охлаждения масла или радиаторы;
 3 - вентиляторы; 4 - охладитель (калорифер); 5 - электронасосы,
 прокачивающие масло; б – маслоохладитель

Таблица 10.1

Классификация видов охлаждения силовых трансформаторов

Вид охлаждения	Условное обозначение по ГОСТ 11677-75	Область применения
1	2	3
Масляные трансформаторы		
Естественная циркуляция воздуха и масла	М	Трансформаторы мощностью до 10 000 кВ·А, напряжением до 110 кВ включительно
Принудительная циркуляция воздуха и естественная циркуляция масла	Д	То же 10 МВ·А и выше, напряжением 35 кВ и выше
Естественная циркуляция воздуха и принудительная циркуляция масла	МЦ	То же
Принудительная циркуляция воздуха и масла	ДЦ	То же 65 МВ·А и выше, напряжением 110 кВ и выше
Принудительная циркуляция воды и естественная циркуляция масла	МВ	То же
Принудительная циркуляция воды и масла	Ц	Печные трансформаторы мощностью 2800-5000 кВ·А

1	2	3
Трансформаторы с заполнением негорючим жидким диэлектриком		
Естественная негорючим диэлектриком	охлаждение жидким	Н
Охлаждение диэлектриком	негорючим жидким с дутьем	НД
Сухие трансформаторы		
Естественное охлаждение при исполнении:	воздушное	
открытом		С
защищенном		СЗ
герметичном		СГ
с дутьем		СД

Большинство трансформаторов изготавливается с масляным охлаждением. У трансформаторов с воздушным охлаждением (сухие трансформаторы) тепло от потерь отводится естественным потоком окружающего воздуха, который оказывается достаточным лишь для трансформаторов небольшой мощности (до 1600 кВ·А) напряжением 6...15,75 кВ. Отсутствие охлаждающего масла обеспечивает пожаробезопасность сухих трансформаторов.

Условные буквенные обозначения характеризуют число фаз, вид охлаждения, количество обмоток и вид переключения ответвлений силовых масляных трансформаторов: О - однофазный; Т - трехфазный; Т - трехобмоточный - число обмоток, если больше двух (третья буква); Н - выполнение одной из обмоток с устройством РПН; Г - грозоупорность трансформатора класса напряжения 110 кВ и выше; А - обозначение автотрансформаторов (ставится в начале или конце обозначения); Р - расщепление обмотки НН на две (после числа фаз); У - усовершенствованный; В- последовательный регулировочный; РПН - регулирование под нагрузкой; ПБВ - переключение без возбуждения, и цифровые, характеризующие номинальную мощность, класс напряжения, год выпуска трансформатора данной конструкции (две последние цифры).

10.2. Транспортировка и разгрузка трансформаторов

В зависимости от габаритов и массы трансформаторы на напряжение 110...220 кВ при транспортировании герметизируются и отправляются потребителю полностью собранными, залитыми маслом; частично демонтированными, в собственном баке, залитыми маслом ниже крышки на 150...200 мм, а также частично демонтированными, в собственном баке, без масла, заполненными инертным газом или сухим воздухом при избыточном давлении, созданном на заводе-изготовителе.

Перевозка трансформаторов по железной дороге осуществляется на платформах или транспортерах площадочного или сочлененного типа соответствующей грузоподъемности. Способ крепления трансформатора во время транспортирования указывается заводом-поставщиком в чертеже погрузки. Трансформатор, погруженный на транспортер, принимается комиссией с участием представителя Министерства путей сообщения. Эта комиссия проверяет соответствие погрузки и крепления трансформатора требованиям заводской документации. Если необходимо перевезти трансформаторы на автотрайлерах от места разгрузки с железной дороги до места установки, заказчик или по его заданию проектная организация разрабатывает схему погрузки и расчет крепления, которые должны быть согласованы с заводом-изготовителем. Согласно инструкции допускается перевозка трансформаторов 110...220 кВ на специально оборудованных санях при соблюдении правил перевозки в соответствии с требованиями завода-изготовителя. Перевозка трансформатора волоком или на металлическом листе запрещается.

Выгрузку трансформаторов рекомендуется производить мостовым или передвижным краном или стационарной лебедкой соответствующей грузоподъемности, при этом необходимо учитывать указания завода-изготовителя, которые обычно излагаются на габаритном чертеже трансформатора. При отсутствии подъемных средств разрешается выгружать

трансформатор на шпальную клеть. В этом случае трансформатор поднимают домкратами. Работа по выгрузке трансформатора производится с соблюдением правил техники безопасности и мер, обеспечивающих сохранность трансформатора и комплектующих частей. Перед началом выгрузки согласно инструкции на прибывший трансформатор необходимо составить акт с участием представителей заказчика и железной дороги.

Разгрузка на шпальную клеть производится при отсутствии кранов и других механизмов.

Клеть выкладывают из железнодорожных пропитанных шпал рядом с трайлером. Размеры клетки определяются размерами днища бака и высотой трайлера. Для трансформаторов массой свыше 70 т вкладывают две клетки с расстоянием между ними 1 м. Ширина клетки на 1-1,5 м больше ширины трансформатора. Шпалы скрепляют между собой скобами, для предупреждения сдвига рядов между ними насыпают песок.

Разгрузку начинают с освобождения трансформатора от транспортных растяжек, срезают автогеном транспортные упоры, приваренные к платформе трайлера, и устанавливают рельсы. Для этого трансформатор поднимают гидродомкратами со следующей последовательностью операций:

1. *Проверяют домкраты* грузоподъемностью 50... 100 т.
2. *Домкраты устанавливают* под одну сторону трансформатора в тех местах, где на днище имеются специальные упоры. Количество домкратов соответствует количеству упоров с запасом грузоподъемности 1,5.
3. *Производят плавный и равномерный подъем* одной стороны трансформатора, убирают транспортные брусья, очищают днище и подкладывают рельсы, головки которых смазывают солидолом.
4. *Рельсы крепят к шпалам и днищу трансформатора*, приваривают ограничители, препятствующие боковому смещению трансформатора при перемещении.
5. Плавно и равномерно трансформатор домкратами опускают на рельсы.
6. Затем все повторяют со второй стороны.

7. *Перемещение трансформатора с трейлера на шпальную меть* производится трактором, причем усилие тяжения передается через полиспасть и бульдозер, который с зарытым в землю ножом используется в качестве якоря.

Внешний осмотр трансформаторов после их прибытия к месту назначения производится не позднее чем через 10 дней. При м. ищем осмотре проверяются отсутствие утечки и уровень масла в трансформаторе; ярмовая изоляция и переключатель в этом случае должны быть закрыты маслом. В таком положении трансформатор может быть оставлен для дальнейшего хранения. Нарушение маслостойкости или снижение уровня масла рекомендуется восстановить с таким расчетом, чтобы сохранить нормально состояние изоляции трансформатора. В трансформаторах, транспортируемых без масла, с избыточным давлением сухого воздуха или инертного газа и с автоматической азотной подпиткой, также не позднее чем через 5 дней после прибытия проверяют избыточное давление внутри бака и измеряют величину $\Delta C/C$ изоляции обмоток. При наличии внутри бака избыточного давления трансформатор следует считать герметичным [1]. Согласно [2] допустимый срок хранения трансформаторов на напряжение 110 кВ мощностью до 80 МВА включительно должен составлять не более 6 месяцев со дня прибытия трансформатора. Согласно инструкции по эксплуатации трансформаторов [3] трансформаторы вводятся в эксплуатацию без осмотра активной части при условии, если были соблюдены все требования данной инструкции по их транспортированию, хранению, монтажу и вводу в эксплуатацию. При нарушении требований инструкции по погрузке, транспортированию, выгрузке и хранению трансформаторов производится их ревизия с подъемом колокола или активной части.

10.3. Испытания и включение силовых трансформаторов в сеть

В период монтажа и приемосдаточных испытаний испытания трансформаторов производят для выявления дефектов, которые могут

возникнуть при их транспортировке, хранении и монтаже. Эти испытания позволяют решить вопрос о возможности ввода трансформатора в эксплуатацию и получения полных данных о параметрах трансформатора, необходимых для оценки в дальнейшем его состояния.

В период капитальных ремонтов испытания трансформаторов проводят с целью проверки состояния трансформатора и качества ремонта.

Между капитальными ремонтами профилактические испытания проводят с целью проверки состояния трансформатора, находящегося в эксплуатации.

Объем и сроки этих испытаний устанавливаются Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей. Значительная часть испытаний производится в процессе монтажа трансформатора. После сборки бак трансформатора испытывают на маслоплотность, создавая избыточное давление столба масла высотой 0,6 м над высшим рабочим уровнем масла в расширителе в течение 3 ч при t масла $> 10^{\circ}\text{C}$. Для этой цели на крышке трансформатора устанавливается контрольная трубка 1,5 м, заполненная маслом до необходимого уровня. Отсутствие течи в уплотнениях и швах трансформатора свидетельствует о положительных испытаниях трансформатора. На время испытания кран расширителя перекрывается.

По окончании доливки и отстоя в течение не менее 24 ч через специальный кран на баке трансформатора производят отбор пробы масла для последующего испытания на электрическую прочность и краткого химического анализа.

Пробу масла берут в чистые сухие стеклянные банки с притертыми крышками объемом 0,5-1 л или в бутылки с корковыми пробками, которые обертывают пергаментной бумагой и заливают сургучом или парафином. Перед забором кран протирают чистой сухой тряпкой и сливают в ведро не менее 2 кг масла для очистки отверстия крана и спуска отстоя. Отбор пробы следует выполнять весьма тщательно во избежание получения неверных показаний о качестве масла. Сосуд с отобранной пробой разрешается вскрывать для испытания после выравнивания температур масла и помещения через 2-3 ч летом и 8-12 ч - зимой. Масло, не удовлетворяющее нормам на электрическую

прочность (табл. 10.2) из-за наличия в нем влаги и загрязнений, очищают особым способом центрифугирования или фильтрации.

Сухие трансформаторы - ТСЗ имеют простую конструкцию - разборный прямоугольный защитный кожух, поэтому ревизия их до включения сводится к внешнему осмотру. Если при этом сопротивление изоляции трансформатора окажется ниже нормы, то его помещают в сушильную камеру с обогревом воздуходувкой. Герметичные трансформаторы ТНЗ не подлежат разборке на месте установки. Их герметичность проверяют по показаниям мановакуумметра.

Таблица 10.2

Предельно допустимые показатели качества трансформаторного масла по сокращённой проверке

Показатель качества масла	Свежее сухое масло на хранении	Масло после заливки в оборудование	Масло в эксплуатации
1	2	3	4
1. Минимальное пробивное напряжение, кВ, определенное в стандартном сосуде для трансформаторов и изоляторов с напряжением:			
до 15	30	25	20
15-35	35	30	25
60-220	45	40	35
330-500	55	50	45
2. Содержание механических примесей	Отсутствие (визуально)	Отсутствие (визуально)	Отсутствие (визуально)
3. Содержание взвешенного угля	Отсутствие	Отсутствие	Отсутствие
4. Кислотное число не более, мг КОН на 1 кг масла	0,02	0,02	0,25
5. Реакция водной вытяжки	Нейтральная	Нейтральная	Нейтральная

1	2	3	4
6. Температура вспышки масла, определяемая в закрытом тигле, не менее, °С	150	150	130

Известные трудности представляет работа с совтолом в силу его высокой гигроскопичности: при отборе пробы на электрическую прочность необходимо предохранить его от попадания влаги и пыли. Следует иметь в виду, что совтол токсичен и при работе с ним необходимо соблюдать меры техники безопасности.

Перед включением трансформатора в работу производится проверка действия газового реле, реле уровня масла и термосигнализатора. Действие термосигнализатора проверяется переводом вручную стрелок - уставок min и max t°С с контролем действия на выходных реле защиты. Действие реле уровня масла проверяется в процессе доливки масла трансформатора. При уровне масла ниже min отметки в расширителе контакты замкнуты. Действие газового реле проверяется прокачиванием через штуцер реле воздуха автомобильным насосом. При этом верхний поплавков газового реле должен срабатывать при плавном нагнетании воздуха в корпус реле и снижении уровня масла в реле. Нижний поплавок должен срабатывать при интенсивной прокачке воздуха, но автомобильным насосом этого сделать не удастся. Тогда перекрывают кран расширителя, закачивают воздух под крышку трансформатора и быстро открывают кран. Бурное прохождение воздушного пузыря из бака в расширитель вызовет срабатывание защиты.

При подготовке к сдаче в эксплуатацию необходимо восстановить окраску бака трансформатора в тех местах, где она была нарушена.

До включения в сеть трансформатора представителями эксплуатирующей организации и Госэнергонадзора должна быть представлена в полном объеме техническая документация. Непосредственно перед включением трансформатор подвергается наружному осмотру, и выполняются следующие операции:

- 1) контроль уровня масла в расширителях и вводах;
- 2) оценка состояния изоляторов;
- 3) контроль правильного положения кранов, радиаторов и переключателя напряжения;
- 4) проверка отсутствия посторонних предметов на крышке трансформатора и ошиновке;
- 5) контроль отсутствия закороток на вводах и ошиновке;
- 6) проверка действия всех цепей управления защиты и сигнализации.

Все защиты трансформатора устанавливаются с $\Delta t = 0$ с, а величина тока, уставки срабатывания защиты устанавливаются больше броска тока намагничивания.

Перед пробным включением трансформатора под напряжение необходимо переключить **сигнальные контакты газового реле на отключение масляного выключателя**, а также **вывести из работы АПВ трансформатора**.

Включение трансформатора в сеть производится толчком, без предварительного его подогрева независимо от времени года и $t^{\circ}\text{C}$ трансформатора, но не раньше чем через 12 ч после доливки масла. После включения трансформатор оставляют под напряжением в течение 30-40 мин, наблюдают за ним и прослушивают его работу. При нормальной работе должен быть слышен равномерный гудящий звук без потрескиваний, резкого гудения и местного шума. Наличие последних указывает на неисправности внутри трансформатора. При появлении подозрительного шума или каких-либо других признаков ненормальной работы трансформатор должен быть отключен.

В случае автоматического отключения трансформатора под действием защит от внутренних повреждений включение его на работу может быть произведено только после осмотра, выяснения причин и устранения неисправностей. При расследовании причин отключения трансформатора защитой производятся:

- 1) повторный осмотр;
- 2) испытание и проверка трансформатора:

- а) проверка сопротивления изоляции;
- б) определение коэффициента трансформации;
- в) определение сопротивления обмоток постоянному току;
- г) анализ трансформаторного масла;
- д) проверка газового реле.

В случае выделения газа его необходимо отобрать из газового реле и определить химический состав.

При удовлетворительных результатах пробного включения трансформатора его следует отключить, восстановить проектные уставки МТЗ, переключить сигнальный контакт газового реле на сигнал, ввести в работу АПВ и несколько раз произвести включение и отключение трансформатора толчком для проверки отстройки защиты от броска тока намагничивания. При удовлетворительных результатах трансформатор может быть включен под нагрузку и сдан в эксплуатацию.

Возможность включения трансформаторов без сушки, а также необходимость сушки определяются техническими условиями, изложенными в инструкции по контролю состояния изоляции трансформаторов перед вводом их в эксплуатацию. При незначительном (поверхностном) увлажнении изоляции должна производиться контрольная подсушка трансформаторов. Для трансформаторов напряжением 110 кВ вместо контрольной подсушки допускается контрольный прогрев в масле без вакуума до температуры верхних слоев масла, превышающей высшую температуру, указанную в паспорте трансформатора: на 5°C - при прогреве методом короткого замыкания или постоянным током и на 15°C - при прогреве индукционным методом или циркуляцией масла через электронагреватели. Замер температуры должен производиться термометрами сопротивления, установленными в верхних слоях масла. Длительность прогрева при температурах 5-15°C должна составлять не менее 36 ч для трансформаторов 110 кВ мощностью менее 80 МВА; 54 ч для трансформаторов 110 кВ мощностью 80 МВА и более. Если после контрольного прогрева характеристики изоляции не соответствуют предельным

нормам, то должна быть произведена контрольная сушка. Для трансформаторов первой группы мощностью до 1000 кВ·А и напряжением 35 кВ включительно с маслом и расширителем условия включения без сушки следующие:

а) уровень масла в расширителе находится в пределах отметок маслоуказателя;

б) в масле отсутствуют следы воды и пробивное напряжение его удовлетворяет нормам (табл. 10.2);

в) значения $R_{60''}$, $K_{abc} = R_{60''} / R_{15''} \geq 1,3$ (коэффициент абсорбции) должны удовлетворять нормам;

г) условия п. «а» не соблюдены, но обмотки трансформатора и переключатель покрыты маслом или же не выполнены условия п. «б», но в масле отсутствуют следы воды и пробивное напряжение масла снижено по сравнению с требуемым в п. «б» не более чем на 5 кВ, при этом дополнительно измеряется C_2/C_{50} или $tg\delta$ обмоток в масле;

д) при ревизии трансформатора со сливом масла дополнительно измеряется $\Delta C/C$ активной части без масла. Значения C_2/C_{50} , $tg\delta$ или $\Delta C/C$ должны удовлетворять нормам.

Если C_2/C_{50} не удовлетворяет нормам, измеряют $tg\delta$ обмоток; если $tg\delta$ обмоток не удовлетворяет нормам, измеряют $tg\delta$ масла, которым залит трансформатор. Если при этом $tg\delta$ масла превышает 0,6 % при 20 °С, следует принять меры, исключаяющие его влияние на $tg\delta$ обмоток трансформатора (заменить масло, снизить $tg\delta$ масла). Если снизить $tg\delta$ масла или заменить его невозможно, следует измерить $\Delta C/C$ активной части трансформатора (без масла) или величину $C_{гор}C_{хол}$ при контрольном прогреве в масле, которые должны удовлетворять нормам.

Трансформаторы второй группы мощностью 1600-6300 кВА, напряжением до 35 кВ включительно, транспортируемые с маслом и расширителем, включают при соблюдении следующих условий:

а) трансформатор должен быть герметичным;

б) в масле не должно быть следов воды. Пробивное напряжение масла должно удовлетворять нормам (табл. 10.2);

в) значения R_{60° , $K_{abc} = R_{60^\circ} / R_{15^\circ} \geq 1,3$ и C_2/C_{50} , измеренные после окончания монтажа и заливки маслом, должны удовлетворять нормам;

г) если указанные в п. «в» значения не удовлетворяют нормам, дополнительно измеряется значение $tg\delta$ обмоток в масле, которое должно соответствовать нормам, или $tg\delta$ не должен отличаться от данных заводского испытания, приведенных к температуре измерения на монтаже, более чем на 30 % в сторону ухудшения. Если $tg\delta$ не удовлетворяет нормам, а данные заводских измерений отсутствуют, производится измерение $tg\delta$ масла, которым залит трансформатор. При этом если $tg\delta$ масла превышает 0,6 %, то следует принять меры, исключаяющие его влияние на $tg\delta$ обмоток трансформатора (заменить масло, снизить $tg\delta$ масла);

д) если снизить $tg\delta$ масла или заменить его невозможно, следует измерить $\Delta C/C$ активной части трансформатора (без масла) или $C_{гор}C_{хол}$ при контрольном прогреве в масле, которые должны удовлетворять нормам.

Включение трансформаторов третьей группы без сушки мощностью 10 000 кВА и более напряжением до 35 кВ включительно, транспортируемых с маслом, без расширителя, производится при бедующих условиях:

а) трансформатор должен быть герметичным;

б) в масле не должно быть следов воды. Пробивное напряжение масла должно удовлетворять нормам;

в) значения $\Delta C/C$, измеренные в конце ревизии, должны удовлетворять нормам. Кроме того, приращения значений $\Delta C/C$, измеренных в конце и начале ревизии и приведенных к одной температуре, не должны превышать требуемых;

г) значения R_{60° , $R_{60^\circ} / R_{15^\circ}$, и C_2/C_{50} , и $tg\delta$, измеренные после окончания монтажа и заливки маслом, должны удовлетворять нормам, не должны отличаться от данных заводских испытаний, приведенных к температуре

изоляции при измерении этих характеристик на монтаже, более чем на 30 % в сторону ухудшения;

д) значения $tg\delta$ обмоток, измеренные после окончания монтажа и заливки маслом, должны удовлетворять требованиям п. «г», если одно из указанных в п. «г» и «д» значений не удовлетворяет нормам; дополнительно измеряются значения $R_{60''}$ и $tg\delta$ обмоток в масле при заводской температуре изоляции, которые не должны отличаться от данных заводских испытаний более чем на 30 % в сторону ухудшения.

Вопрос о допустимости включения без сушки трансформаторов четвертой группы напряжением 110 кВ выше и всех мощностей, транспортируемых с маслом и расширителем, должен решаться по результатам всех испытаний и проверок, а также с учетом условий, в которых они находились до монтажа и во время монтажа. Сушка таких трансформаторов производится в одном из следующих случаев:

а) при обнаружении следов воды на активной части или в баке трансформатора;

б) утрате голубого цвета индикаторным силикогелем;

в) хранении без масла при монтаже более 1 года против 6 мес. по нормам;

г) продолжительности пребывания активной части на воздухе, более чем вдвое превышающей время, указанное в инструктивных материалах по монтажу;

д) нарушении характеристики изоляции трансформаторов в результате контрольной сушки.

Согласно [3], допускается включение без сушки трансформаторов и при больших отступлениях по сравнению с указанными выше показателями, если абсолютные значения этих показателей $tg\delta$ и C_2/C_{50} не превышают нормативных.

Отношение $R_{60''}/R_{15''}$, не нормируется, его необходимо учитывать при решении вопроса об отказе от сушки трансформаторов. Обычно эти отношения для неувлажненных обмоток при температуре 10-30 °С равны: для обмоток до

35 кВ - не менее 1,3; для обмоток 110 кВ и выше - 1,5-2. Для увлажненных обмоток и обмоток, имеющих местные дефекты в изоляции, это отношение; приближается к 1.

10.4. Профилактические испытания трансформаторов при эксплуатации

10.4.1. Измерение сопротивления обмоток постоянному току

Это измерение производится для выявления дефектов в цепи обмоток, вызывающих повышение их сопротивления. Такие дефекты возникают из-за недоброкачественной пайки или неудовлетворительного состояния контактов переключателя ответвлений и соединений в местах подключения отводов обмоток к вводам; обрыва одного или нескольких параллельных проводов в обмотках, имеющих параллельные ветви. При измерениях на месте монтажа наиболее часто выявляется неудовлетворительное состояние переключателя ответвлений. Сопротивление обмоток обычно измеряют методами моста или вольтметра и амперметра. Для измерения малых сопротивлений лучше пользоваться двойным мостом, например мостами типа МО-61, МО-70, МОД-61 или Р39, Р329 и др., а при их отсутствии - методом падения напряжения, т. е. методом вольтметра и амперметра. В последнем случае класс точности приборов должен быть не ниже 0,5. Ток при измерениях, как правило, не должен превышать 20 % номинального во избежание дополнительного нагрева обмотки. Иногда при кратковременных измерениях (1 мин.) допускаются значения тока более 20 % номинального. Пределы измерения приборов выбирают такими, чтобы отсчеты производились во второй половине шкалы.

При измерениях методом вольтметра и амперметра в соответствии с измеряемым сопротивлением выбирают схему измерения (рис. 10.3.).

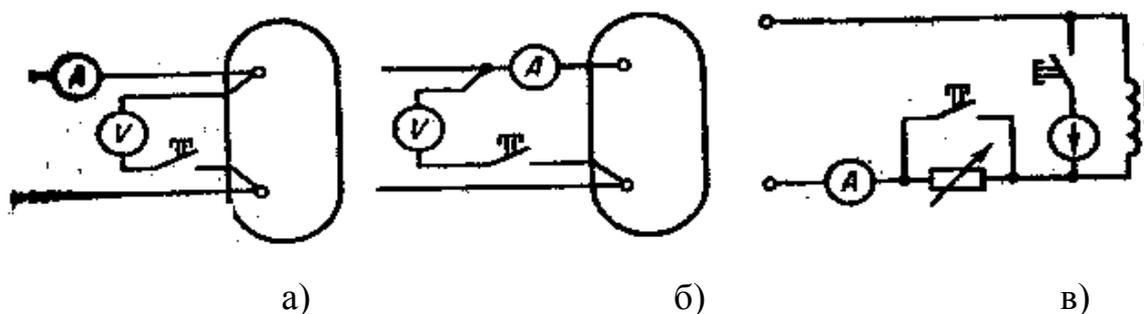


Рис. 10.3. Схемы измерения сопротивления обмоток трансформатора постоянному току методом падения напряжения

При измерении малых сопротивлений (нескольких Ом) провода цепи вольтметра присоединяют к зажимам трансформатора (рис. 10.3,а). При измерении больших сопротивлений применяют схему (рис. 10.3,б). При измерении сопротивления обмотки, обладающей большой индуктивностью, рекомендуется применять ему, приведенную на (рис.10.3,в), которая позволяет снизить время установления тока в измерительной цепи путем кратковременного формирования тока замыканием реостата кнопкой. Сопротивление реостата должно быть в 8-10 раз больше, чем сопротивление измеряемой обмотки. Сопротивление проводов не должно превышать 0,5 % сопротивления вольтметра. Включение вольтметра производят при установившемся токе, а его отключение - до разрыва цепи тока. Должны быть приняты меры, чтобы при подключенном вольтметре не было отключения или резкого изменения тока. В противном случае происходит повреждение вольтметра высоким напряжением, наведенным в обмотке трансформатора магнитным потоком сердечника, изменяющимся вместе с током. Иногда, для того чтобы несколько уменьшить влияние индуктивности обмоток и этим сократить время неустановившегося режима, обмотки трансформатора включают встречно, так чтобы их суммарный магнитный поток был равен или близок к этому. Можно также сократить время неустановившегося режима при измерении сопротивления, если вначале дать напряжение на 10-15 % больше того, которое требуется для получения нужного тока, а затем медленно уменьшать его при приближении к заданному току. После того как ток в

обмотке трансформатора установится, включают вольтметр и снимают показания обоих приборов, которые записывают в протокол испытания трансформатора. В протокол также записываются температура окружающей среды, при которой производили измерение, цена деления и отводы обмоток, на которых производились измерения сопротивления.

В качестве источника тока принимается аккумуляторная батарея емкостью около 200 А·ч при напряжении 4-12 В. Выпрямительные установки - ртутные, купроксные, селеновые, германиевые, кремниевые и др. - в связи с небольшой пульсацией тока при измерении сопротивлений со значительной индуктивностью цепей, к которым относятся обмотки трансформаторов, широкого применения не нашли. При измерении сопротивления обмоток следует проверить правильность расположения вводов на крышке трансформатора. Измерения сопротивлений производят на всех обмотках и всех ступенях регулирования (рис. 10.4).

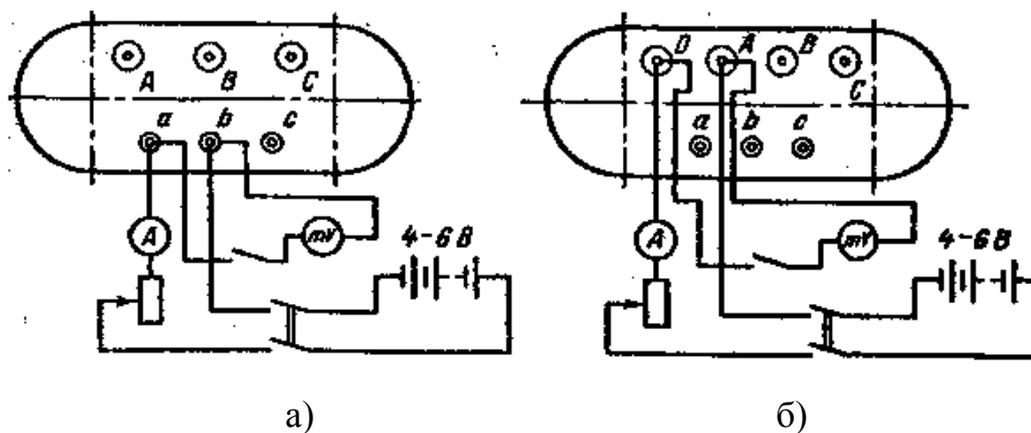


Рис. 10.4. Схемы измерения сопротивлений постоянному току:
а - линейных; б – фазных

Измеряют линейные сопротивления для всех доступных ответвлений обмоток всех фаз и при всех положениях переключающего устройства (рис. 10.4,а). Если переключающее устройство имеет переключатель диапазонов, то измерения производят при одном положении. Дополнительно делают по одному замеру сопротивления на каждом положении переключателя диапазонов. При наличии нулевого ввода в трансформаторе измеряют

дополнительно фазное сопротивление (между нулевым и одним линейным вводом) для проверки качества присоединения и пайки нулевого вывода (рис. 10.4,б). При наличии нулевого вывода вместо измерения линейных сопротивлений допускается измерять фазные сопротивления, но при условии, что сопротивление цепи нулевого вывода не превышает 2 % фазного сопротивления обмотки.

Для получения более точных результатов измерения обычно производят при трех-четырех различных значениях тока и берут среднеарифметическое полученных значений. Полученные значения сопротивления заносят в протокол, при этом они не должны отличаться более чем на 2 % от сопротивления, измеренного на том же ответвлении у других фаз или от паспортных данных.

При измерении сопротивления необходимо фиксировать температуру обмотки, при которой производят измерение. При этом за температуру изоляции обмотки трансформатора, не подвергавшегося нагреву, принимается: для трансформаторов с маслом - температура верхних слоев масла; для трансформаторов без масла - температура, замеренная термометром, установленным в кармане сигнализатора на крышке бака.

10.4.2. Определение коэффициента трансформации

Коэффициентом трансформации (K) называется отношение напряжения обмотки ВН к напряжению обмотки НН при холостом ходе трансформатора:

$$K = \left(\frac{W_{ВН}}{W_{НН}} \right) = \left(\frac{E_{ВН}}{E_{НН}} \right) = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}}. \quad (10.1)$$

Для трехобмоточных трансформаторов коэффициентом трансформации является отношение напряжений обмоток ВН/СН, ВН/НН и СН/НН.

Значение коэффициента трансформации позволяет проверить правильное число витков обмоток трансформатора, поэтому его определяют на всех ответвлениях обмоток и для всех фаз. Эти измерения, кроме проверки самого

коэффициента трансформации, дают возможность проверить правильность установки переключателя напряжения на соответствующих ступенях, а также целостность обмоток. Если трансформатор монтируется без вскрытия и при этом ряд ответвлений недоступен для измерений, определение коэффициента трансформации производится только для доступных ответвлений. При испытании трехобмоточных трансформаторов коэффициент трансформации достаточно проверить для двух пар обмоток, причем измерения рекомендуется пробить на тех обмотках, для которых напряжение короткого замыкания наименьшее. В паспорте каждого трансформатора даются номинальные напряжения обеих обмоток, относящиеся к режиму холостого хода. Поэтому номинальный коэффициент трансформации можно легко определить по их отношению. Измеренный коэффициент трансформации на всех ступенях переключателя ответвлений не должен отличаться более чем на 2% от коэффициента трансформации на том же ответвлении на других фазах, или от паспортных данных, или от данных предыдущих прений. В случае более значительного отклонения должна быть выяснена его причина. При отсутствии виткового замыкания трансформатор может быть введен в работу. Коэффициент трансформации определяют следующими методами:

- а) двух вольтметров;
- б) моста переменного тока;
- в) постоянного тока;
- г) образцового (стандартного) трансформатора и др.

Коэффициент трансформации рекомендуется определять методом двух вольтметров (рис. 10.5).

Принципиальная схема для определения коэффициента трансформации методом двух вольтметров для однофазных трансформаторов дана на рис. 10.5,а. Напряжение, подводимое к двум обмоткам трансформатора, одновременно измеряют двумя разными вольтметрами. При испытании трехфазных трансформаторов одновременно измеряют линейные напряжения, соответствующие одноименным зажимам обеих проверяемых обмоток.

Подводимое напряжение не должно превышать номинального напряжения трансформатора и быть чрезмерно малым, чтобы на результаты измерений не могли повлиять ошибки вследствие потери напряжения в обмотках от тока холостого хода и тока, обусловленного присоединением измерительного прибора к зажимам вторичной обмотки.

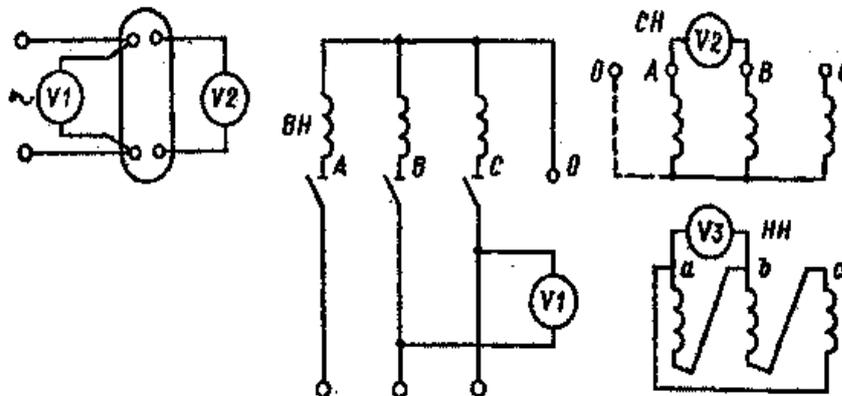


Рис. 10.5. Метод двух вольтметров для определения коэффициентов трансформации:

а - для двухобмоточных и б - трехобмоточных трансформаторов

Подводимое напряжение должно быть от одного (для трансформаторов большой мощности) до нескольких десятков процентов номинального напряжения (для трансформаторов небольшой мощности), если испытания проводятся с целью проверки паспортных данных трансформаторов. В большинстве случаев к трансформатору подводят напряжение от сети 380 В. В случае необходимости вольтметр присоединяется через трансформатор напряжения или включается с добавочным сопротивлением. Классы точности измерительных приборов - 0,2-0,5. Допускается присоединять вольтметр VI к питающим проводам, а не к вводам трансформатора, если это не отразится на точности измерений из-за падения напряжения в питающих проводах. При испытании трехфазных трансформаторов симметричное трехфазное напряжение подводят к одной обмотке и одновременно измеряют линейные напряжения на линейных зажимах первичной и вторичной обмоток. При измерении фазных напряжений допускается определение коэффициента

трансформации по фазным напряжениям соответствующих фаз. При этом проверку коэффициента трансформации производят при однофазном или трехфазном возбуждении трансформатора. Если коэффициент трансформации был определен на заводе-изготовителе, то при монтаже целесообразно измерять те же напряжения. При отсутствии симметричного трехфазного напряжения коэффициент трансформации трехфазных трансформаторов, имеющих схему соединения обмоток Д/У или У/Д, можно определить при помощи фазных напряжений с поочередным закорачиванием фаз. Для этого одну фазу обмотки (например, фазу А), соединенную в треугольник, закорачивают соединением двух соответствующих линейных зажимов данной обмотки. Затем при однофазном возбуждении определяют коэффициент трансформации оставшейся свободной пары фаз, который при данном методе должен быть равным $2 K_{\phi}$ для системы Д/У при питании со стороны звезды (рис. 10.6) или $K_{\phi}/2$ для схемы У/Д при питании со стороны треугольника, где K_{ϕ} - фазный коэффициент трансформации (рис. 10.7).

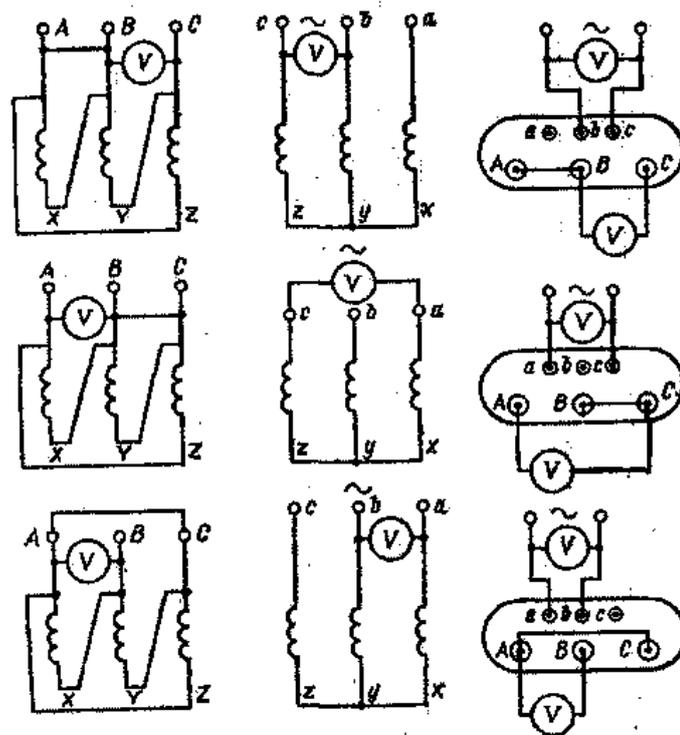


Рис. 10.6. Определение коэффициентов трансформации трансформатора, соединенного по схеме Д/У, при несимметричном трехфазном напряжении:

а - первое; б - второе и в- третье измерения

Аналогичным образом производят измерения при накоротко замкнутых фазах *B* и *C*. При испытании трехобмоточных трансформаторов коэффициент трансформации достаточно проверить для двух пар обмоток (см. рис. 10.5,б). Если у трансформатора выведена нейтраль и доступны все начала и концы обмоток, то определение коэффициента трансформации можно производить для фазных напряжений. Проверку коэффициента трансформации по фазным напряжениям производят при однофазном или трехфазном возбуждении трансформатора. Для трансформаторов с РПН разница коэффициента трансформации не должна превышать значения ступени регулирования. Коэффициент трансформации при приемосдаточных испытаниях определяется дважды - первый раз до монтажа, если паспортные данные отсутствуют или вызывают сомнения, и второй раз непосредственно перед вводом в эксплуатацию при снятии характеристики холостого хода.

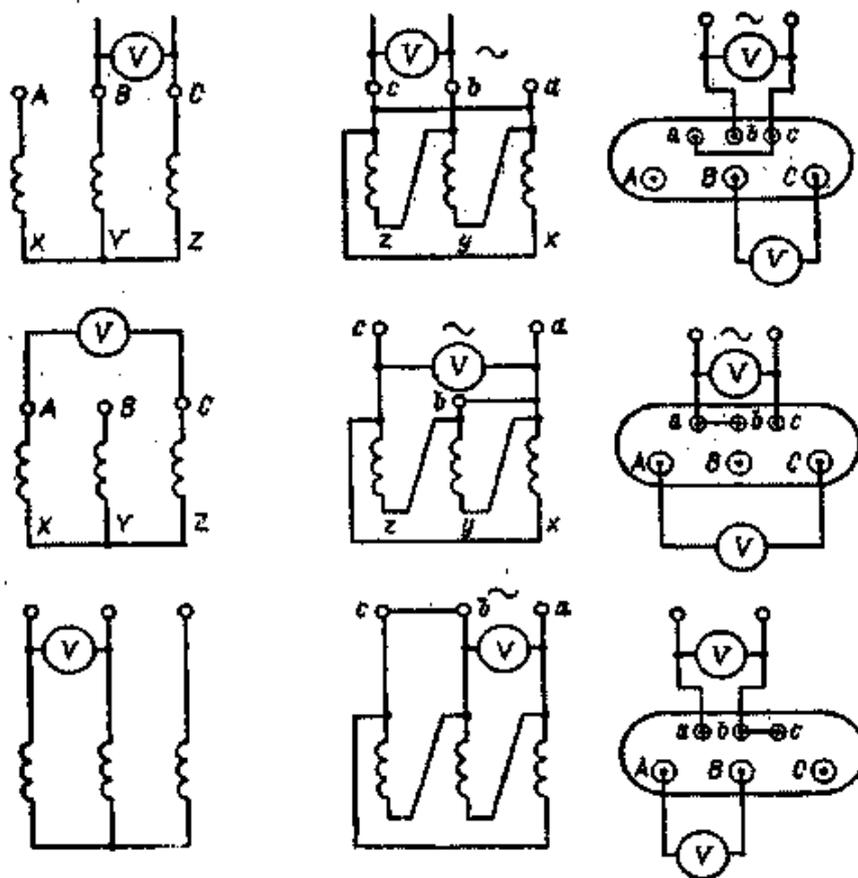


Рис. 10.7. Определение коэффициентов трансформации трансформатора, соединенного по схеме У/Д, при несимметричном трехфазном напряжении:

а - первое; б - второе и в - третье измерения

10.4.3. Проверка группы соединения обмоток однофазных трансформаторов

Метод постоянного тока. Проверка группы соединения методом постоянного тока для однофазных трансформаторов сводится к определению однополярных зажимов. Определение группы соединений производят по схеме рис. 10.8,а путем поочередной проверки полярности «плюс» или «минус» зажимов $A-X$ и $a-x$ магнитоэлектрическим вольтметром V , имеющим соответствующий предел измерения.

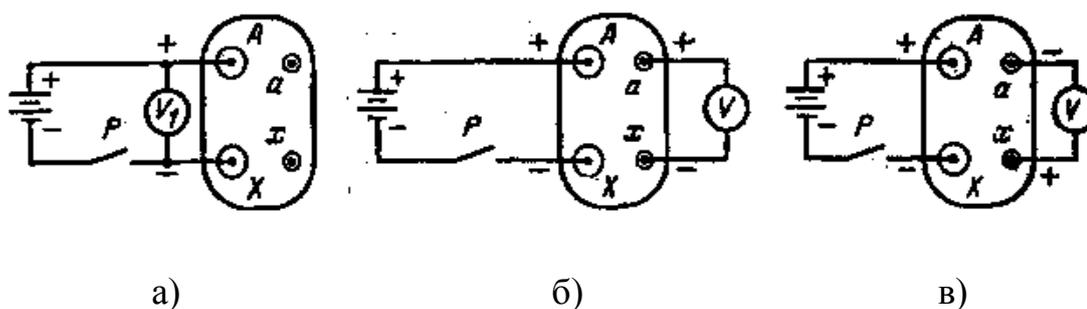


Рис. 10.8. Определение группы соединений обмоток трансформатора методом постоянного тока:

а - при замыкании обмотки и включенном вольтметре со стороны ВН; *б* - при замыкании обмотки и включенном вольтметре со стороны НН; *в* - при размыкании обмотки и включенном вольтметре со стороны НН

При этом к зажимам $A-X$ обмотки $ВН$ подводится напряжение постоянного тока 1...12 В от аккумуляторной или гальванической батареи. В обмотке $НН$ индуцируется ЭДС определенного знака. Полярность ЭДС на зажимах $A-X$ устанавливают при включении тока рубильником P . После проверки полярности зажимов $A-X$ вольтметр отсоединяют, не отключая рубильника, т. е. питающие провода присоединяют к зажимам $a-x$. Полярность зажимов $a-x$ устанавливают в момент включения или отключения рубильника. Если полярность зажимов $a-x$ при включении тока окажется одинаковой с полярностью зажимов $A-X$, а при отключении разной, то трансформатор относят к группе соединений 0 (12) (рис. 10.8,б), в противном случае - к группе

соединений 6 (рис. 10.8,в). Чтобы определить группу соединений обмоток трехфазного трансформатора методом постоянного тока, к зажимам $A-B$ обмотки ВН подводят постоянный ток, а к зажимам ab, bc, ac низшего напряжения поочередно присоединяют прибор постоянного тока (гальванометр). Таким же образом подводится постоянный ток к зажимам BC и AC и записывается знак отклонения (+, -) при включении прибора, присоединенного к зажимам ab, bc, ac . Положительное отклонение прибора при включении рубильника на стороне высшего напряжения обозначается знаком «+», отрицательное - знаком «-», отсутствие отклонения - нулем. Все эти измерения сводятся в таблицу. Каждой группе соединения соответствует своя таблица. На рис. 10.9 приведены схемы соединений и соответствующие им таблицы для определения группы соединений трехфазных трансформаторов методом постоянного тока.

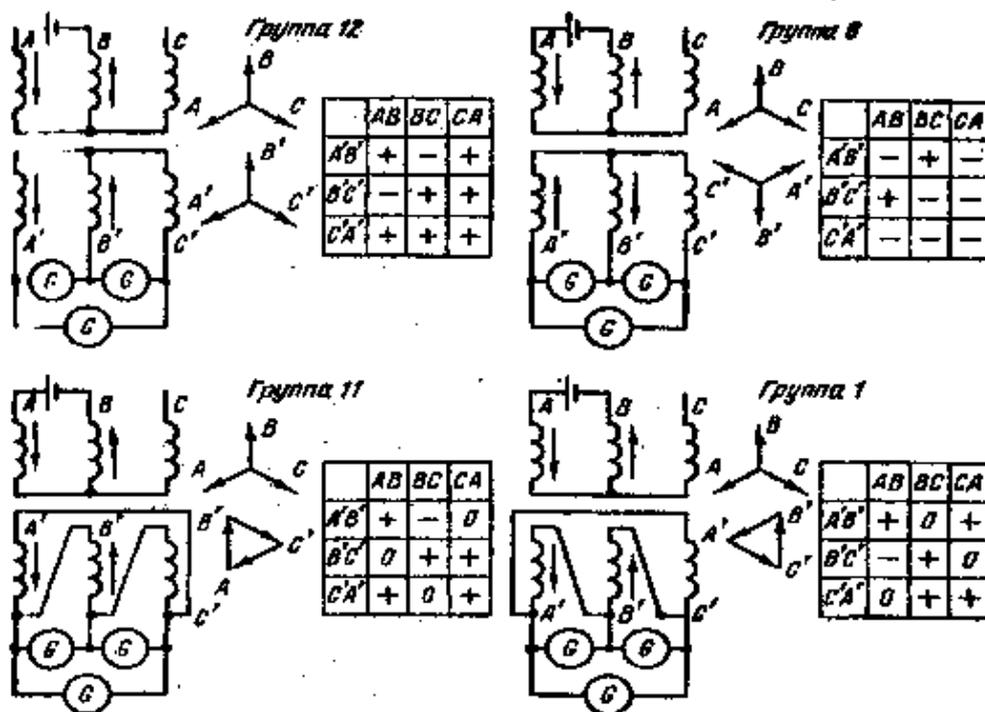


Рис. 10.9. Схемы соединений обмоток и таблицы для проверки группы соединений трёхфазных трансформаторов методом постоянного тока

10.4.4. Измерение сопротивления изоляции обмоток силовых трансформаторов

Сопротивление изоляции $R_{60''}$ силовых трансформаторов, имеющих параллельные ветви, измеряется между ветвями, если при этом параллельные ветви могут быть выделены в электрически не связанные цепи без распайки концов. Измерение сопротивления изоляции рекомендуется производить до измерения тангенса угла диэлектрических потерь и емкости обмоток. Измерение сопротивления изоляции обмоток производится мегомметром между каждой обмоткой и корпусом (землей) и между обмотками при отсоединенных и заземленных на корпус остальных обмотках, т.е. согласно табл. 10.4.

Состояние изоляции характеризуется не только абсолютным значением ее сопротивления, зависящего от габаритов трансформаторов и применяемых для его изготовления материалов, но и коэффициентом абсорбции K_{abc} (отношением сопротивления изоляции, измеренного дважды - через 15 и 60 с после приложения напряжения на испытуемом объекте, $R_{60''}$ и $R_{15''}$). За начало отсчета допускается принимать начало вращения рукоятки мегомметра. Измерение сопротивления изоляции позволяет судить как о местных дефектах, так и о степени увлажнения изоляции обмоток трансформатора. Измерение сопротивления изоляции должно производиться мегомметром, имеющим напряжение не ниже 2500 В с верхним пределом измерения не ниже 10 000 Мом. На трансформаторах с высшим напряжением 10 кВ и ниже допускается измерять сопротивление изоляции мегомметром на 1000 В с верхним пределом измерения не ниже 1000 МОм.

Измерения сопротивления изоляции обмоток трансформатора

Обмотки, на которых производят	Заземляемые части трансформатора
Двухобмоточные трансформаторы	
НН	Бак, ВН
ВН	Бак, НН
(ВН+НН)*	Бак
Трехобмоточные трансформаторы	
НН	Бак, СН, ВН
СЕ	Бак, ВН, НН
ВН	Бак, НН, СН
(ВН+СН)*	Бак, НН
(ВН+СН+НН)*	Бак

* Измерение обязательно для трансформаторов мощностью не менее 16 000 кВА. При измерении все выводы обмоток одного напряжения соединяются вместе. Остальные обмотки и бак трансформаторов должны быть заземлены. В начале измеряют $R_{60''}$ и $R_{15''}$, затем остальные характеристики трансформатора.

Перед началом каждого измерения по рис. 10.10 испытываемая обмотка должна быть заземлена не менее 2 мин. Сопротивление изоляции $R_{60''}$ не нормируется, показателем в данном случае является сравнение его с данными заводских или предыдущих испытаний. Коэффициент абсорбции $K_{abc} = R_{60''} / R_{15''}$ также не нормируется, но учитывается при комплексном рассмотрении результатов измерения. Обычно при температуре 10-30°C для неувлажненных трансформаторов он находится в следующих пределах: для трансформаторов менее 10000 кВА напряжением 35 кВ и ниже -1,3, а для трансформаторов 110 кВ и выше - 1,5-2. Для трансформаторов, увлажненных или имеющих местные дефекты в изоляции, коэффициент абсорбции приближается к 1. В связи с тем, что при приемосдаточных испытаниях приходится измерять K_{abc} трансформаторов при различных температурах изоляции, следует учитывать, что значение коэффициента зависит от изменения температуры. Зависимость

$K_{abc} = R_{60''} / R_{15''}$, показана на рис. 10.11. Для сравнения сопротивления изоляции необходимо измерять при одной и той же температуре и в протоколе испытания указывать температуру, при которой проводилось измерение. При сравнении результаты измерений сопротивления изоляции при разных температурах могут быть приведены к одной температуре с учетом того, что на каждые 10°C понижения температуры $R_{60''}$ - увеличивается примерно в 1,5 раза. В инструкции на этот счет даются следующие рекомендации: значение $R_{60''}$ должно быть приведено к температуре измерения, указанной в заводском паспорте, и составлять для трансформаторов 110 кВ не менее 70 %, для трансформаторов 220 кВ - не менее 85 % значения, указанного в паспорте трансформатора.

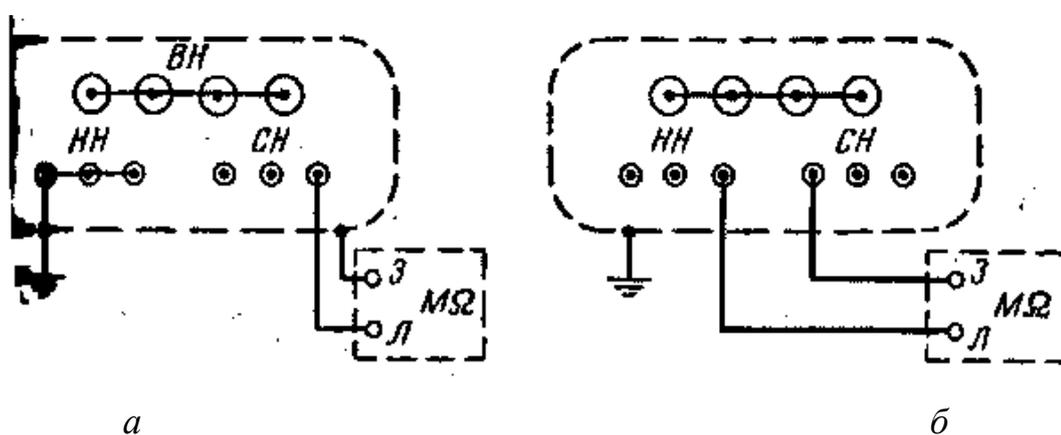


Рис. 10.10. Схемы измерения сопротивления изоляции обмоток трансформатора

a - относительно корпуса; *б* - между обмотками трансформатора

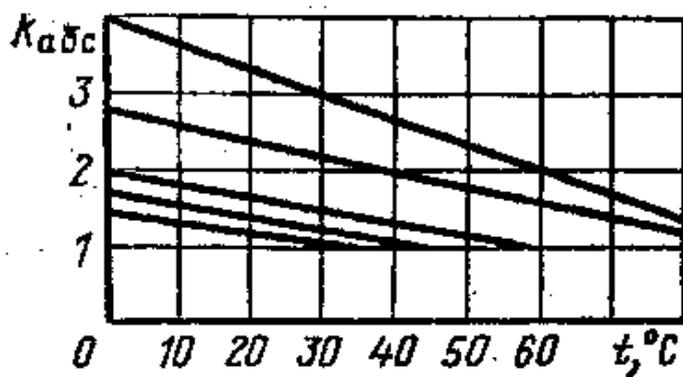


Рис. 10.11. Зависимость $K_{abc} = R_{60''} / R_{15''}$

Измерение сопротивления изоляции вводов с бумажно-масляной изоляцией производится мегомметром на напряжение 1000-2500 В. При этом измеряется сопротивление дополнительной изоляции вводов относительно соединительной втулки, которое должно быть не менее 1000 МОм при температуре 10-30 °С. Сопротивление основной изоляции ввода должно быть не менее 10 000 МОм [4].

10.4.5. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь обмоток и вводов

Тангенсом угла диэлектрических потерь называется отношение активной составляющей тока I_a , протекающего через изоляцию при приложении к ней переменного напряжения, к его емкостной составляющей I_c . Этот показатель принято выражать в процентах:

$$\operatorname{tg} \delta = \left(\frac{I_a}{I_c} \right) 100. \quad (10.2)$$

В изоляции, находящейся под воздействием переменного напряжения, происходит поглощение некоторого количества электроэнергии, которая превращается в тепло. Поглощаемая в единицу времени энергия (мощность) определяет собой диэлектрические потери в изоляции. Если бы диэлектрических потерь не было, угол сдвига фаз φ между напряжением на изоляции и током, проходящим через изоляцию, был бы точно равен 90° . В изоляции, выполненной из любых применяемых материалов, при наличии диэлектрических потерь угол сдвига фаз между напряжением и током меньше 90° ; разность между углом 90° и углом сдвига фаз обозначается φ и называется углом диэлектрических потерь, или сокращенно - углом потерь (рис. 10.12).

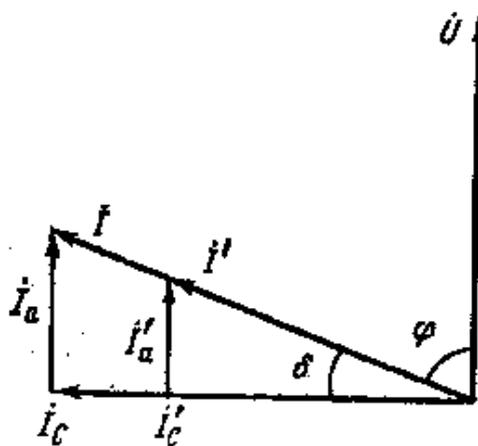


Рис. 10.12. Векторная диаграмма токов в изоляции при испытании ее переменным напряжением

Диэлектрические потери на участке изоляции с емкостью C и углом потерь δ при напряжении на изоляции U и частоте f составляют

$$P = UI = UI \cos(\varphi) = U^2 2\pi f C \operatorname{tg} \delta = U^2 \omega C \operatorname{tg} \delta,$$

откуда:

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P}{\omega C U^2}, \quad (10.3)$$

где C - емкость измеряемого объекта; ω - угловая частота.

Из (10.3) видно, что потери P в диэлектрике пропорциональны углу диэлектрических потерь $\operatorname{tg} \delta$. Чем больше $\operatorname{tg} \delta$, тем при прочих равных условиях больше диэлектрические потери, т.е. качество диэлектрика хуже. При приложении к изоляции переменного напряжения процесс зарядки емкостей и протекания тока через сопротивления схемы повторяется каждый период. Установившийся полный ток будет определяться двумя составляющими: I_a - активной составляющей тока, зависящей от сопротивления изоляции, и I_c - реактивной составляющей, зависящей от геометрической емкости (см. рис. 10.12). Так как диэлектрические потери зависят не только от свойств и состояния изоляции, но и от приложенного напряжения, то по значению активной составляющей тока еще нельзя судить о качестве изоляции.

Тангенс угла диэлектрических потерь характеризует общее состояние изоляции, и в первую очередь её увлажненность, независимо от геометрических размеров. Параметр $tg\delta$ практически не зависит от размеров диэлектрика, так как с изменением его размеров пропорционально изменяются активная и реактивная составляющие тока, протекающего через диэлектрик, а также надежность изоляции по отношению к ее тепловому пробую и общее старение изоляции. Угол диэлектрических потерь изоляции меняется в зависимости от общего состояния изоляции. Если изоляция отсырела, то в ней появились посторонние включения, вызванные ионизацией в воздушных включениях, то $tg\delta$ резко увеличивается. Угол диэлектрических потерь у крупных объектов позволяет судить только о среднем состоянии изоляции, так как местные и сосредоточенные дефекты в изоляции большого объема измерением $tg\delta$ обнаруживаются плохо или вообще не выявляются. Это можно объяснить тем, что увеличение I_a вызывается в таких случаях ухудшением небольшой части объема изоляции, а I_c практически остается неизменным и определяется всем объемом изоляции. У объектов с малыми геометрическими размерами по $tg\delta$ могут быть обнаружены местные и сосредоточенные дефекты. Методом диэлектрических потерь проверяются изоляция проходных изоляторов, вводов и обмоток конденсаторов, трансформаторов, трансформаторов и тока, а также длинных кабелей и другие виды изоляции (кроме фарфоровой). Измерение диэлектрических потерь широко применяется в лабораторных условиях и ремонтных мастерских для проверки изоляции после ремонта, а также для контроля диэлектрических потерь масел и заливочных масс (рис. 10.18,а). При измерениях диэлектрических потерь необходимо учитывать наличие электрических влияний, поверхностных загрязнений и увлажнения электрооборудования (особенно в сырую или туманную погоду), а также то, что корпуса электрооборудования и оболочки кабелей (свинцовая или алюминиевая), как правило, заземлены. Последнее приводит к необходимости применения мостов переменного тока с перевернутой схемой, в которой измерительный элемент включен в провод испытательного напряжения,

идущего к испытываемому диэлектрику. Нормальную схему применяют, когда оба электрода изолированы от земли, перевернутую - когда один из электродов объекта измерения заземлен, например магнитопровод трансформатора, фланец ввода и т. п., а также в мостах переменного тока типов P571M, P525 и P5026.

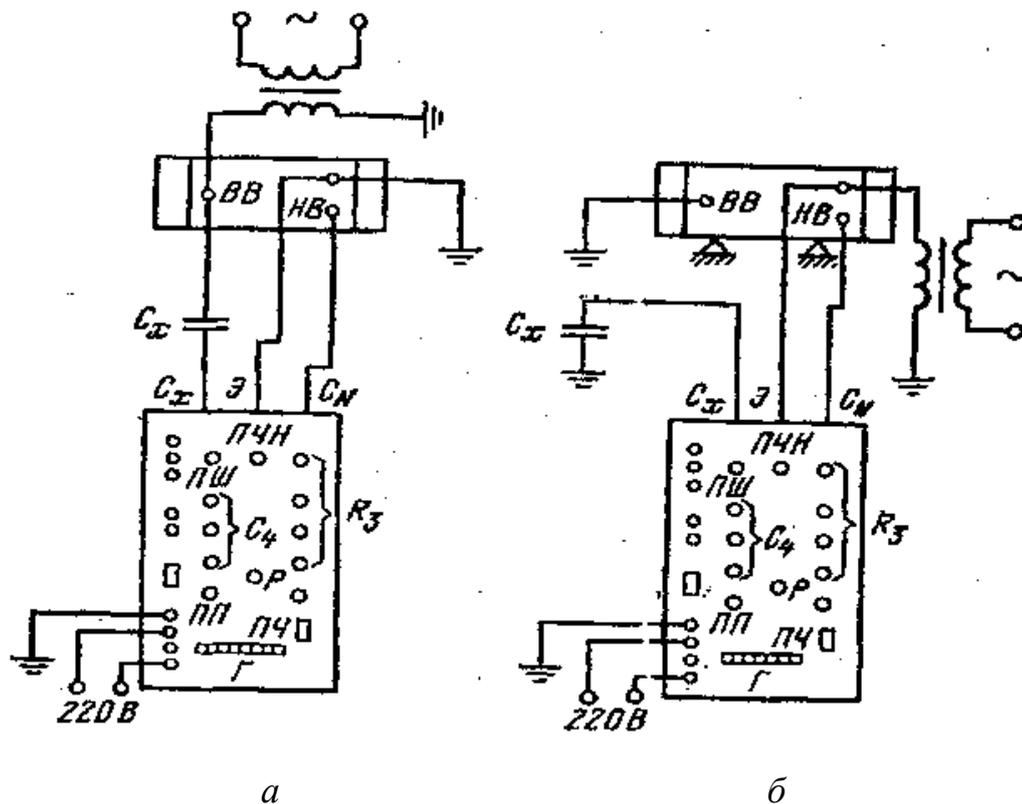


Рис. 10.13. Схемы включения моста типа МД - 16 при измерениях:

а - по нормальной и *б* - перевернутой схемам

На рис. 10.13,б дана принципиальная схема измерения тангенса $tg\delta$ обмоток и вводов при помощи перевернутой схемы емкостного переменного тока типа МД-16 или P595. При равновесии моста имеют место следующие соотношения, [мкФ]:

$$C_x = C_N \frac{R_4}{R_3} = C_N \frac{3184}{R_3}, \quad (10.4)$$

где постоянное сопротивление плеча моста для МД-16, $R_4 = 10\,000/\pi = 3184$ Ом; R_3 - регулировочное сопротивление моста при его полной балансировке, Ом; C_N - емкость образцового конденсатора, [пФ],

$$tg\varphi = \omega R_4 C_4 10^{-6} = 2\pi f R_4 C_4 10^{-6} = 100 \frac{\pi 10000}{\pi} C_4 10^{-6} = C_4 \quad (10.5)$$

при $f=50$ Гц.

Измеренное таким образом у сбалансированного моста МД-16 значение C_4 выражает $tg\delta$. Тангенс угла диэлектрических потерь в процентах определяется по формуле:

$$tg\delta = 100C_4. \quad (10.6)$$

В условиях эксплуатации значения $tg\delta$ обмоток не должны превосходить значений, приведенных в табл. 10.5. Необходимо подчеркнуть, что величина $tg\delta$ не нормируется, но учитывается индексной оценке результатов испытаний.

Таблица 10.5

Максимально допустимые значения $tg\delta$ изоляции обмоток трансформаторов в эксплуатации, % (ПТЭ)

Класс напряжения обмотки ВН	Температура обмотки, °С						
	10	20	30	40	50	60	70
До 35 кВ	2,5	3,5	5,5	6	11	15	20
Выше 35 кВ	1,8	2,5	3,5	5	7	10	14
Выше 220 кВ	1,0	1,3	1,6	2,0	2,5	3,2	4,0

10.4.6. Испытание главной и вспомогательной изоляции трансформатора повышенным напряжением промышленной частоты

Целесообразность указанного испытания диктуется, с одной стороны, тем, что электрическая прочность главной изоляции обмоток трансформаторов должна быть выше уровня напряжений, которые длительно воздействуют на изоляцию в процессе эксплуатации, а с другой стороны, во время эксплуатации возможны кратковременные внутренние перенапряжения при включениях и отключениях трансформаторов, линий электропередачи и других элементов схемы, а также в результате атмосферных перенапряжений. Возникновение местных дефектов в изоляции также приводит к снижению электрической

прочности, что может стать причиной пробоя ее при эксплуатации. Для выявления дефектов, которые представляют опасность для нормальной эксплуатации, главную изоляцию периодически испытывают повышенным напряжением промышленной частоты. Эффективность испытаний определяется, прежде всего, испытательным напряжением и длительностью его приложения. При малом испытательном напряжении опасные дефекты не выявляются, а при чрезмерно высоком, наоборот, могут пробиться те участки изоляции, которые не пробивались бы в эксплуатации. В связи с этим испытание повышенным напряжением производится после осмотра и проверки состояния изоляции другими методами. Значение испытательного напряжения зависит также от периодичности испытаний: чем реже проводятся испытания, тем выше должно быть испытательное напряжение, с тем, чтобы обеспечивалась надежная работа изоляции на протяжении более длительного периода. Если в результате предварительной проверки состояния изоляции обмоток и масла трансформатора они оказываются достаточно сухими и удовлетворяют всем нормам, после полной сборки трансформатора для окончательной оценки возможности его включения в работу обмотки подвергаются испытаниям повышенным напряжением переменного тока в течение 1 мин. Схема испытания электрической прочности главной изоляции обмоток трансформатора приведена на рис. 10.14.

При испытании выводы испытываемой обмотки трансформатора замыкают накоротко и присоединяют к испытательному трансформатору. Выводы другой обмотки также закорачивают накоротко и вместе с баком трансформатора или магнитопроводом (у трансформаторов с естественным воздушным охлаждением) заземляют. Испытанию подвергается изоляция каждой обмотки одного напряжения, электрически не связанной с обмотками других напряжений. Испытательное напряжение прикладывается между испытываемой обмоткой, замкнутой накоротко, и заземленным баком, с которым соединяются магнитная система и замкнутые накоротко другие обмотки испытываемого трансформатора.

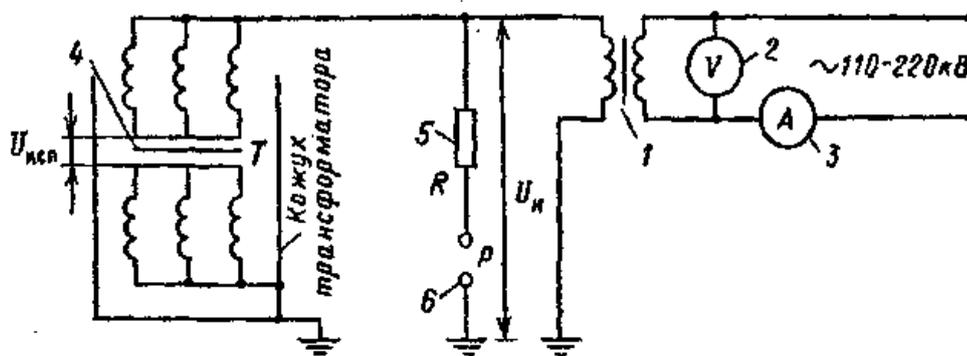


Рис. 10.14. Схема испытаний электрической прочности изоляции обмоток трансформаторов повышенным напряжением переменного тока:

1- испытательный трансформатор; 2 и 3 - вольтметр и амперметр класса точности не ниже 0,5; 4 - испытуемый трансформатор; 5 - резистор для ограничения тока КЗ при пробое изоляции; 6 - шаровой разрядник на напряжение 115-120 % испытательного

Вначале подвергается испытанию обмотка низшего напряжения, а затем обмотки среднего и высшего напряжений. Один вывод испытательного трансформатора заземлен, и, следовательно, все точки испытуемой обмотки находятся под одним и тем же потенциалом относительно земли. Напряжение к первичной обмотке испытательного трансформатора подводится от регулируемого автотрансформатора.

Испытанию обычно подвергаются только трансформаторы с номинальным напряжением до 35 кВ включительно. Электрооборудование напряжением выше 35 кВ подвергается испытаниям повышенным напряжением лишь в том случае, если его основные дефекты не выявляются другими испытаниями.

Перед включением испытательного напряжения рекомендуется измерить сопротивление изоляции испытуемой обмотки с помощью мегомметра на 1000-2500 В для предварительного заключения об отсутствии каких-либо существенных дефектов в изоляции обмотки трансформатора. Скорость подъема приложенного напряжения при испытании внутренней изоляции трансформатора до 40 % испытательного напряжения может быть произвольной; дальнейшее повышение напряжения должно производиться

плавно по вольтметру со скоростью около 3 % испытательного напряжения в 1 с. После окончания испытания снижение напряжения разрешается производить со скоростью до 25 % $U_{исп}$ в течение не менее 5 с, а затем установку отключают. При испытании изоляции трансформаторов на электрическую прочность необходимо оставлять открытым расширитель или дыхательную трубку. Внутренняя изоляция масляных трансформаторов считается выдержавшей испытание на электрическую прочность, если при испытании не наблюдалось пробоя или частичных нарушений изоляции, отмечаемых по звуку разрядов в баке, выделению газа или дыма и показаниям амперметра или вольтметра. Отдельные звуки разрядов, не сопровождаемые колебаниями стрелок приборов, не являются признаком повреждения или дефекта изоляции и потому допускаются. Измерение испытательного напряжения производится вольтметром или с помощью шарового разрядника.

Номинальное напряжение обмотки ВН испытательного трансформатора 36 000 В, а обмотки НН - 380 В. Для получения испытательного напряжения 30 000 В к первичной обмотке испытательного трансформатора следует подвести напряжение 30 000: (36 000/380) = 316 В.

При испытании мощных трансформаторов напряжением 110 кВ и выше способ вольтметра не пригоден, так как обмотка повышенного напряжения обладает значительной емкостью относительно остальных частей трансформатора. При измерении напряжений для таких классов изоляции применяются шаровые разрядники, включаемые параллельно испытываемой обмотке. При пробое изоляции требуется вскрыть трансформатор со сливом масла и повторить испытание. По появлению дыма при повторном испытании определяется место повреждения, которое в дальнейшем устраняется заводом-поставщиком или ремонтным персоналом предприятия. После устранения дефекта и восстановления изоляции испытания повторяются.

10.4.7. Испытание бака с охладителями гидравлическим давлением

Испытание бака при приемосдаточных испытаниях после монтажа на плотность (герметичность) производят избыточным давлением одним из следующих методов: испытание столбом масла; испытание давлением сухого воздуха или инертного газа, нагнетаемого под крышку трансформатора (залитого маслом). Для испытания столбом масла на крышке трансформатора герметично устанавливают трубу диаметром 1-1,5" соответствующей высоты, которую через воронку заливают маслом. Трубу устанавливают над отверстием взамен верхней крышки расширителя. Нижнее отверстие дыхательной трубки расширителя во время испытания должно быть закрыто. Столб масла в трубе с воронкой должен быть для трубчатых и гладких баков высотой 0,6 м, а для волнистых и радиаторных - высотой 0,3 м (рис. 10.15).

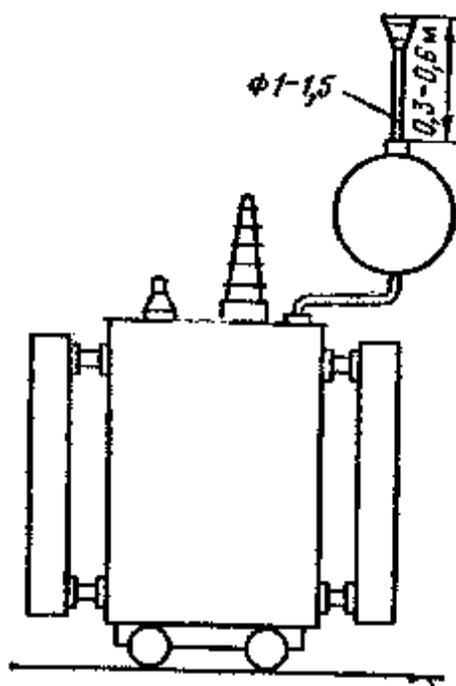


Рис. 10.15. Установка для проверки герметичности уплотнений бака трансформатора

При установке трубы не на расширителе, а на крышке бака столб масла над крышкой должен быть высотой 1,5 м. Герметичность уплотнений проверяют в течение 3 ч при температуре масла не ниже 10 °С. Если во время испытаний в

сварных швах и уплотнениях бака и других частях течи не наблюдается, значит, трансформатор выдержал испытание на герметичность. В противном случае устраняют течь и повторяют испытание. После испытания герметичности уплотнений производится проверка сообщаемости расширителя с баком. Для этого расширитель заливают доверху и через нижний кран бака трансформатора сливают часть масла до контрольной черты на маслоуказателе, соответствующей нормальному уровню при данной температуре масла. Для испытания бака трансформатора давлением воздуха или инертного газа к одному из штуцеров на крышке бака герметично присоединяют шланг насоса и устанавливают прибор для контроля давления, давление, продолжительность испытания и температуру масла заводы-поставщики указывают в соответствующих технических условиях на отдельные виды трансформаторов.

После монтажа радиаторы трансформаторов испытывают в тех случаях, если замечены повреждения радиаторов или разгерметизация их во время транспортирования и хранения.

Осмотр и проверка устройств системы охлаждения трансформаторов, вентиляторов индивидуального дутья, маслонасосов, маслоохладителей, фильтров, сигнальной и измерительной аппаратуры производится в соответствии с заводскими инструкциями. Обращается внимание на уровень масла в расширителе, который должен быть не ниже контрольных отметок, соответствующих температурам масла в трансформаторе: +35, +15 и -35°С. Контроль уровня масла в расширителе производится с помощью указателя уровня масла (маслоуказателя). В нижней части, в месте сообщения с расширителем, маслоуказатели снабжаются кранами, позволяющими производить смену или очистку (продувку) стекла без спуска масла из расширителя.

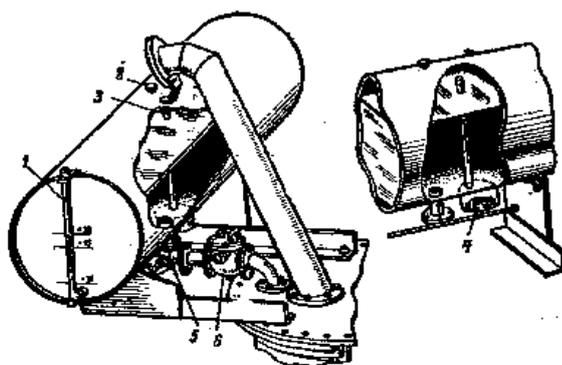


Рис. 10.16. Установка расширителя и выхлопной трубы:

1 - указатель уровня масла; 2 - пробка для заливки масла; 3 - труба для свободного обмена воздуха; 4 - грязеотстойник; 5 – кран для отсоединения расширителя; 6 - газовое реле

У трансформаторов без расширителей маслоуказатель устанавливается на боковой стенке бака, в верхней его части. Принудительная циркуляция масла в системе охлаждения трансформатора должна осуществляться непрерывно, независимо от нагрузки трансформатора. Эксплуатация трансформаторов с принудительной циркуляцией масла без сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или остановка вентиляторов дутья не допускается. При наличии маслоохладителей с водяным охлаждением маслонасос должен быть установлен до маслоохладителя по ходу масла (рис. 10.17).

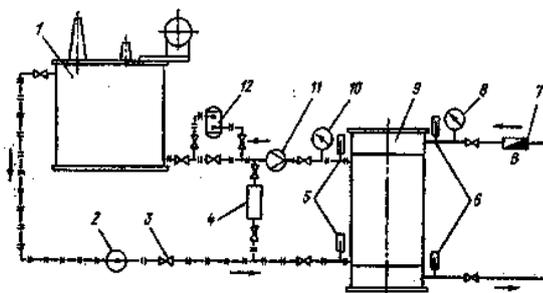


Рис. 10.17. Схема масляно-водяной системы охлаждения трансформатора:

1 - трансформатор; 2 - центробежный масляный насос с электродвигателем; 3 - задвижки; 4 - адсорбер; 5 - термометры для масла; 6 - термометры для воды; 7- водомер; 8 -манометр для воды; 9 -охладитель; 10 -манометр для масла; 11 - расходомер для масла (дифманометр); 12 - сетчатый фильтр

Давление масла в маслоохладителях должно превышать давление пропускаемой через них воды. Для трансформаторов с принудительным охлаждением допускаются аварийные режимы работы с прекращением циркуляции масла, воды или при останове вентиляторов дутья. Длительность указанных режимов устанавливается местными инструкциями в соответствии с результатами испытаний или заводскими данными. При отключении охлаждения трансформатора (прекращении циркуляции масла, воды или остановке вентиляторов дутья) происходит быстрое повышение температуры трансформатора, которое может за короткое время достигнуть недопустимых пределов и привести к аварии трансформатора. В этом случае необходимо исправить повреждение в системе принудительного охлаждения с помощью устройства сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или остановке вентиляторов дутья. Для предотвращения возникновения местных перегревов отдельных частей трансформатора необходимо обратить внимание на постоянную циркуляцию масла независимо от нагрузки и температуры масла. Масляный насос должен всегда устанавливаться перед охладителем со стороны входа в него масла, с тем, чтобы охладитель был в напорной линии и масло в нем находилось под наибольшим давлением, обусловленным работой насоса. Для предотвращения попадания охлаждающей воды масло должно находиться в охладителе под давлением, примерно на 0,1-0,2 Мпа превышающим давление воды. Тем самым даже при наличии повреждений трубок маслоохладителя попадание воды в масло трансформатора исключается. Необходимо также помнить о том, что система охлаждения (трубопроводы, насосы и маслоохладители) у трансформаторов с маслководяным охладителем должна быть тщательно уплотнена, особенно со стороны разряжения, во избежание подсоса воздуха и попадания его в трансформатор.

10.4.8. Испытание трансформаторного масла

Важным элементом изоляции масляных трансформаторов является трансформаторное масло. От качества масла зависят надежность и длительность работы трансформатора. Трансформаторное масло во время эксплуатации трансформаторов обычных конструкций, соприкасаясь с окружающим воздухом, активно поглощает из него влагу, кислород и озон, которые окисляют масло и снижают его электрическую прочность. Кроме того, под воздействием электрического поля и температуры происходит постепенное окисление и старение масла, а окисленное масло ускоряет процесс старения целлюлозной изоляции, приводит к коррозии магнитопровода и других металлических частей трансформатора. Влияние электрического поля в новых конструкциях трансформаторов возрастает вследствие уменьшения изоляционных промежутков и соответствующего увеличения напряженности поля в масляных каналах. Поглощение кислорода приводит к химическому окислению масла, сопровождающемуся выпадением шлама. Шлам оседает на активных частях трансформатора и ухудшает условия их охлаждения, в результате этого начинает повышаться температура трансформатора. Качество масла должно обязательно проверяться до испытания главной и витковой изоляции трансформатора во избежание повреждения его при испытании из-за загрязнения или увлажнения. При приемосдаточных испытаниях трансформаторное масло проходит сокращенную проверку в объеме, представленном в табл. 10.2.

Отбор проб масла производится из нижних точек баков, а у маслонеполненных вводов, не имеющих устройств для отбора проб, масло отбирается сифоном из нижней части ввода. В силовых трансформаторах мощностью до 63 кВА напряжением до 10 кВ и в измерительных трансформаторах напряжением до 20 кВ проба масла не отбирается. Масло заменяется при браковочных показателях по результатам профилактических испытаний изоляции. В трансформаторах мощностью 100 кВА и выше масло

должно подвергаться непрерывной регенерации, осуществляемой в термосифонных фильтрах или путем периодического присоединения адсорбера. Специальная очистка масла в фильтрпрессах, центрифугах и т.д. производится по результатам анализа масла. Для безаварийной работы маслонаполненного электрооборудования необходим несжимаемый запас изоляционного масла в объеме не менее 110 % емкости аппарата, обладающего наибольшей емкостью [3].

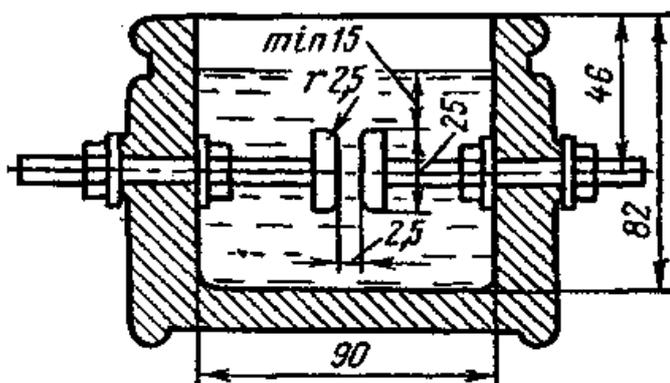


Рис. 10.18. Разрез фарфорового сосуда для испытания трансформаторного масла

Испытание масла на пробой производится при помощи специально предназначенных для этой цели аппаратов типов АМИ-60 и АИИ-70. Для испытания масла на пробой аппараты снабжаются фарфоровым сосудом, в который заливается 0,5 л подлежащего испытанию масла. В сосуде (рис. 10.18) укреплены два плоских латунных электрода толщиной 8 мм с закругленными краями в виде цилиндров диаметром 25 мм, расстояние между этими электродами, т. е. толщина слоя масла между ними, должно быть равно 2,5 мм. В крышке аппарата, под которой располагается ее суд с маслом, имеется стеклянное окошко для наблюдения за пробоем. Перед испытанием банку с пробой масла несколько раз медленно поворачивают вверх дном, чтобы масло перемешивалось, однако не встряхивают, чтобы не образовалось пузырьков воздуха; затем вынимают пробку и сливают некоторое количество масла, чтобы обмыть края банки. После этого испытываемым маслом трижды ополаскивают

электроды, предварительно уже промытые и высушенные. После каждого ополаскивания электродов масло полностью сливают. Затем заливают в сосуд с электродами необходимое для испытания количество масла. Уровень залитого в сосуд масла должен быть на 15 мм выше верхнего края электрода. Залитому в сосуд маслу дают отстояться 15-20 мин., после чего производят первый пробой. Напряжение на электродах повышают плавно, со скоростью 1-2 кВ в секунду, до пробоя напряжение на электродах определяется по показанию вольтметра. Всего для данной пробы масла необходимо пять-шесть пробоев, при этом за среднеарифметическое принимают пробивное напряжение данной пробы масла толщиной слоя 2,5 мм. Пробу масла для испытания из бака трансформатора или другого аппарата следует брать в сухую, ясную, безветренную, а зимой - в морозную погоду в совершенно чистую стеклянную банку со стеклянной притертой пробкой. Для взятия пробы масла из трансформатора следует открыть спускной вентиль в нижней части бака трансформатора дать стечь небольшому количеству масла, чтобы смыть пыль и грязь у выходного отверстия патрубка, и затем уже подставить заранее подготовленную стеклянную банку.

В настоящее время на некоторых промышленных предприятиях стали применяться передвижные лабораторные установки высокого напряжения, с помощью которых можно измерять $tg\delta$ жидких диэлектриков. Эти установки размещаются на автомашине или автоприцепе; также применяются установки, устанавливаемые в автоприцепе фургона и предназначенные для регенерации и сушки трансформаторного масла, перекачки и заливки трансформаторного масла под вакуумом в трансформаторы в период монтажа и ремонта.

Масло в трансформаторах должно подвергаться непрерывной регенерации в термосифонных или адсорбционных фильтрах для поддержания необходимого качества. Адсорбер, его распределяющее и фильтрующее устройство (рис. 10.19) очищают, промывают сухим трансформаторным маслом, готовят адсорбер к засыпке адсорбентом. Адсорбенты, получаемые в исправной герметической железной таре, применяют без сушки,

при этом вскрывают тару перед засыпкой адсорбента; адсорбенты, получаемые в негерметической таре, сушат при температуре 300°С 3-5 ч (в зависимости от увлажненности). Засыпают адсорбер отсеянным от мелочи адсорбентом, устанавливают крышку с фильтрующим устройством и промывают адсорбент. Устанавливают при помощи нижнего крана требуемый расход масла через адсорбер, верхний кран открывают полностью. Перед включением адсорбера в эксплуатацию краном спускают воздух, отбирают пробу масла, в течение нескольких дней проверяют отсутствие воздуха и скопившийся воздух выпускают. Термосифонный фильтр разбирают, очищают фильтрующее устройство и соединительные патрубки от загрязнений, промывают сухим трансформаторным маслом, собирают фильтр. Сняв заглушки на радиаторных кранах, термосифонный фильтр устанавливают на баке трансформатора (аналогично установке радиаторов на трансформаторах). Засыпают в фильтр сухой отсеянный адсорбент, после чего промывают сухим трансформаторным маслом. Заполняют расширитель маслом значительно выше отметок нормального уровня, открывают пробку и при незначительно открыто) нижнем радиаторном кране заполняют фильтр маслом; при появлении его в пробке закрывают кран. Через 1 ч спускают немного масла из отверстия отстойника. Открыв верхний и нижний радиаторные краны, заполняют фильтр и его патрубки маслом, открывая периодически пробку для выпуска воздуха, доливают масло в расширитель до нормального уровня.

Воздухоочистительный фильтр очищают и просушивают. Заполняют патрон в верхней части цилиндра индикаторным силикогелем или индикаторной бумагой, устанавливают стекло в окне и засыпают в цилиндр силикогель, оставляя зазор до крышки примерно 15-25 мм. Через патрубок заливают сухое масло до отметок нормального уровня масла в гидравлическом затворе. Устанавливают воздухоосушитель, присоединяя его при помощи трубки к дыхательной трубке расширителя.

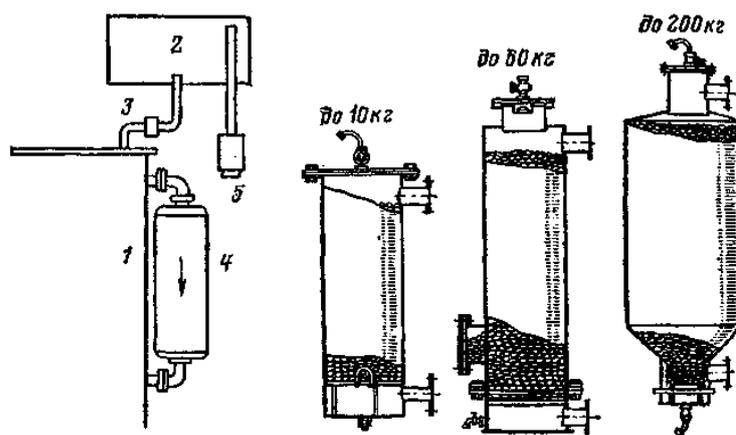


Рис. 10.19. Устройство для непрерывной регенерации масла в трансформаторах (а) и конструкции термосифонных фильтров (б-г):

1 - бак трансформатора; 2 - расширитель; 3 - газовое реле;
4 - термосифонный фильтр; 5 – воздухоосушитель

Условия включения трансформаторов без сушки. Возможность включения трансформаторов без сушки, а также необходимость сушки определяются техническими условиями, изложенными в Инструкции по контролю состояния изоляции трансформаторов перед вводом их в эксплуатацию и СНиП Ш-33-76.

10.5. Эксплуатация силовых трансформаторов

Общие требования. Согласно правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭ) на баках однофазных трансформаторов должна быть нанесена расцветка фаз, а на баках трехфазных и групп однофазных трансформаторов должны быть сделаны надписи, указывающие мощность и порядковые подстанционные номера трансформаторов. Трансформаторы наружной установки должны быть окрашены в светлые тона. На дверях трансформаторных пунктов и камер укрепляются предупредительные плакаты по технике безопасности установленных образца и формы. Все двери трансформаторных пунктов должны быть заперты на замок. Трансформаторы, оборудованные газовой защитой, устанавливаются так, чтобы

крышка имела подъем по направлению к газовому реле не менее 1-1,5 %, а маслопровод от трансформатора к расширителю - не менее 2-4 %. Выхлопная труба снабжается мембраной и соединяется с верхней частью расширителя. На маслопроводе между расширителем трансформатора и газовым реле устанавливается кран. Для обслуживания трансформаторов должны быть обеспечены удобные и безопасные условия наблюдения за уровнем и температурой масла, газовым реле, а также для отбора проб масла. Газовой защитой оборудуются все масляные трансформаторы мощностью 1000 кВА и выше; она осуществляется при помощи специального газового реле, реагирующего на выделение газов. Внутренние повреждения и ненормальные нагревы внутри бака масляного трансформатора вызывают разложение масла и органической изоляции, что сопровождается выделением газа. Интенсивность газообразования зависит от характера и размеров повреждения. Начало некоторых серьезных повреждений трансформаторов, таких как перекрытие обмоток по изоляционным щитам и цилиндрам и «пожаров» стали, сопровождается небольшим газообразованием.

В соответствии с [3] газовая защита должна выполняться обязательно, независимо от наличия других защит, для трансформаторов почти всех мощностей, устанавливаемых внутри цеха. Для своевременного определения повреждений и обеспечения свободного и быстрого движения газов трансформаторы устанавливаются с соответствующим подъемом крышки и маслопровода к газовому реле. Наклон крышки трансформатора достигается путем установки металлических прокладок под катки трансформатора со стороны расширителя. Для предупреждения ложной работы газовой защиты на отключение при скоплении воздуха или газов в реле из-за сужения сечения маслопровода кран обычно устанавливается на вертикальной части маслопровода около расширителя. Для выравнивания уровня масла в расширителе в выхлопной трубе необходимо, чтобы выхлопная труба трансформатора в верхней своей части сообщалась с пространством над маслом в расширителе. В противном случае возможна ложная работа газовой защиты

из-за резкого перетока масла между расширителем и выхлопной трубой при повреждении мембраны и изменении уровня масла в выхлопной трубе. Соединение выхлопной трубы с расширителем, а не с атмосферой уменьшает возможность попадания влаги в выхлопную трубу, а при оборудовании трансформатора воздухоосушителем - конденсации влаги на стенках выхлопной трубы. Уровень масла в расширителе неработающего трансформатора не должен быть ниже уровня контрольных черт, соответствующих уровням масла в трансформаторе при температуре окружающей среды 40, 15 и - 45 °С. Известно, что для обеспечения постоянного заполнения бака маслом при работе трансформатора, а также для уменьшения поверхности соприкосновения масла с воздухом и с целью защиты масла от окисления и увлажнения трансформатор снабжается расширителем. Объем расширителя должен составлять около 10 % объема масла в трансформаторе. Контроль уровня масла в расширителе производится с помощью указателя уровня масла. В эксплуатации необходимо следить за тем, чтобы верхнее и нижнее отверстия маслоуказателя не были чем-нибудь закрыты, иначе маслоуказатель будет неправильно показывать уровень масла в расширителе. В нижней части, в месте сообщения с расширителем, маслоуказатели снабжаются кранами, позволяющим производить смену или очистку (продувку) стекла без спуска масла из расширителя. Для контроля за температурой верхних слоев масла всех маслonaполненных трансформаторов в карманы, расположенные на крышке трансформаторного бака, помещаются термометры. На трансформаторах мощностью до 1000 кВА устанавливаются ртутные или ртутно-контактные термометры, а на трансформаторах 1000 кВА и выше - главным образом манометрические термометры. Для каждого трансформатора на основе заводских данных определяется максимально допустимая температура верхних слоев масла. Эта температура для трансформаторов без принудительной циркуляции масла (с естественным охлаждением) не должна быть больше 95°С, трансформаторов с охлаждением ДЦ Запорожского трансформаторного завода 75°С, а Московского

трансформаторного завода 80°C. Превышение температуры масла над температурой окружающей среды должно быть не более 60 °С. Трансформаторы с дутьевым охлаждением допускают работу с отключенным дутьем, если температура верхних слоев масла не превышает 55 °С и нагрузка не более 100 % номинальной мощности трансформаторов. Согласно ПТЭ принудительная циркуляция масла в системе охлаждения трансформатора должна осуществляться непрерывно, независимо от нагрузки трансформатора. Эксплуатация трансформаторов с принудительной циркуляцией масла без сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или остановке вентиляторов дутья не допускается. При включении маслководяного охлаждения трансформаторов в первую очередь запускается масляный насос, а затем водяной. При отключении, наоборот, сначала отключается водяной насос, а затем масляный. Водяной насос включается при температуре масла не ниже 10 °С. При эксплуатации трансформаторов должны быть предусмотрены меры по предотвращению замораживания маслоохладителей, насосов и водяных магистралей, а также устранению неплотностей в системе маслоохлаждения согласно местным инструкциям. Трансформаторы мощностью 32 000 кВА и выше должны иметь устройство автоматического управления дутьевым охлаждением, действующее в зависимости от температуры масла. Для трансформаторов с дутьевым охлаждением (без циркуляции масла) в паспорте обычно указывается номинальная мощность трансформатора как при включенном, так и при отключенном дутье. Например, отечественные трансформаторы с дутьевым охлаждением рассчитываются так, чтобы их номинальная мощность при отключенном дутье была равна 70 % номинальной мощности при включенном дутье, т.е. эти трансформаторы могут сколько угодно длительно работать с отключенным дутьем при нагрузках не выше 70 % номинальной. При этом износ изоляции у трансформаторов будет примерно таким же, как и при 100 %-ной нагрузке с включенным дутьем. При низкой температуре окружающей среды допускается, работа трансформаторов при отключенном дутье с нагрузкой до номинальной при условии, что температура

верхних слоев масла не превышает 55 °С. При перегрузке трансформаторов сверх допустимого значения дежурный эксплуатационный персонал обязан принять необходимые меры к его разгрузке, действуя в соответствии с местной инструкцией; при работе с перегрузкой у трансформатора, снабженного устройством РПН, не допускается переключение ответвлений, если ток нагрузки превышает номинальный ток переключателя, за исключением трансформаторов с автоматическим регулированием напряжения; трансформаторы с естественным масляным и дутьевым охлаждением разрешается включать в работу с полной нагрузкой с застывшим маслом при температуре не ниже -45 °С, а при температуре ниже -45 °С следует прогревать трансформатор током холостого хода или током нагрузки не более 50 % номинальной до температуры -45 °С, после чего увеличить нагрузку; при автоматическом отключении трансформатора под действием газовой или дифференциальной защиты, а также после неуспешного АПВ включение трансформатора в работу может быть произведено только после устранения выявленных неполадок. При появлении сигнала работы газового реле согласно ПТЭ предусмотрен обязательный осмотр трансформатора с определением по цвету и степени горючего газа характера повреждения трансформатора; при обнаружении в газовом реле горючего газа желтого или сине-черного цвета трансформатор должен быть немедленно отключен, а если газ в реле бесцветен и не горит, то трансформатор может продолжать работать. Окраска газов через некоторое время может исчезнуть из-за охлаждения красящих веществ, горючесть же сохраняется более длительное время. Горючесть газов - явный признак внутреннего повреждения. Необходимо подчеркнуть, что газовое реле может дать сигнал и при отсутствии повреждения, например при снижении уровня масла при резком похолодании, от выделения воздуха из масла после недавней очистки масла центрифугой (сепаратором), после сквозного короткого замыкания и т. д.

Надзор за работой трансформаторов. Контроль за нагрузкой трансформаторов осуществляется амперметрами и ваттметрами, а температура

проверяется термометрами или термосигнализаторами. Периодичность контроля зависит от того, обслуживаема ли данная установка или нет. Согласно ПТЭ контрольный осмотр трансформаторов (без их отключения) производится в следующие сроки:

а) установках с постоянным дежурством эксплуатационного персонала-1 раз в сутки;

б) в установках без постоянного дежурства эксплуатационного персонала - не реже 1 раза в месяц, а на трансформаторных пунктах - не реже 1 раза в 6 месяцев. В зависимости от местных условий, конструкции и состояния трансформатора указанные сроки осмотров трансформаторов без отключения могут быть изменены лицом, ответственным за состояние электрооборудования предприятия. Внеочередные осмотры трансформаторов производятся: при резком изменении температуры наружного воздуха; при каждом отключении трансформаторов от действия газовой или дифференциальной защиты.

При осмотре трансформаторов должны быть проверены: показания термометров, термосигнализаторов и мановакуумметров; состояние кожухов трансформаторов и отсутствие течи масла, а также соответствие уровня масла в расширителе температурной отметке и наличие масла в маслонаполненных вводах; состояние маслоохлаждающих и маслоборных устройств, состояние изоляторов; состояние ошиновки и кабелей, отсутствие нагрева контактных соединений; исправность сигнализации и пробивных предохранителей; состояние сети заземления, маслоочистительных устройств непрерывной регенерации масла, термосифонных фильтров и влагопоглощающих патронов; состояние трансформаторного помещения, состояние нормальной его вентиляции и отсутствие течи в крыше; исправность запоров дверей в камерах; характер гудения сердечника.

При осмотре трансформаторов одновременно проверяется состояние строительной части установки. У трансформаторов, установленных на открытом воздухе, проверяется состояние фундаментов и маслоприемников, устраиваемых для сбора масла при тяжелых авариях с трансформаторами.

Обнаруженные недостатки фиксируют в оперативном журнале дежурного персонала, а при необходимости немедленного устранения сообщают о них старшему по смене.

К нарушениям нормальной работы относятся: сколы фарфора изоляторов со следами перекрытия; нагрев масла выше нормы при нормальных нагрузке и температуре среды; сильный неравномерный шум; выброс масла из расширителя и выхлопной трубы; резкое ухудшение свойств изоляционного масла по сравнению с предыдущим анализом. Надежность работы трансформатора во многом зависит от состояния масла, залитого в трансформатор. Масло, предназначенное для заливки, а также доливки трансформатора, должно удовлетворять требованиям, перечисленным в табл. 9.2; пробивное напряжение масла после окончания заливки и доливки должно быть не ниже показателей, приведенных, табл. 10.2.

При напряжении до 35 кВ включительно трансформатор заливают маслом без вакуума при температуре не ниже 10 °С, температура активной части должна быть выше температуры масла.

При напряжении 110 кВ трансформатор заливают маслом под вакуумом. Для исключения возможности повреждения маслonaполненных вводов 110 кВ при вакуумировании создают внутри вводов такой же вакуум, как и в баке трансформатора. Заливку маслом производят в такой последовательности: проверяют бак трансформатора на герметичность, для чего постепенно по 13,3 кПа (по 100 мм рт. ст. через каждые 15 мин) создают в баке вакуум до 47 кПа (350 мм рт. ст.), останавливают вакуум-насос, записывают значение вакуума в баке, через час снимают второе показание вакуумметра. Бак считают герметичным при разности показаний вакуумметра не более 15 мм рт. ст. Выдерживают активную часть; под вакуумом 350 мм рт. ст. 2 ч, затем заливают масло в бак трансформатора со скоростью не более 3 т в час и при температуре масла не ниже 10 °С, после окончания заливки (уровень масла на 150-200 мм ниже крышки) продолжают вакуумирование трансформатора 6 ч; постепенно снимают вакуум с подачей воздуха в бак через силикогелевые

воздухоосушители и в течение 3 ч пропитывают активную часть при атмосферном давлении.

При всех напряжениях до 110 кВ включительно доливка маслом трансформаторов производится после установки расширителя и радиаторов дегазированным маслом без вакуума через расширитель.

Если масло просачивается через армировку верхнего колпачка, заменяют ввод. Просачивание масла вверх по шпильке устраняют подкладкой под нижнюю гайку асбестового шнура, пропитанного лаком.

Изоляционное трансформаторное масло в трансформаторах мощностью 160 кВА и более, как правило, подвергается непрерывной регенерации с помощью термосифонных фильтров или путем периодического присоединения абсорбера. Запас изоляционного трансформаторного масла на предприятии должен быть не менее 110 % объема наиболее маслосъемного аппарата. Смесь должна быть проверена на отсутствие осадка и стабильность свойств. Для трансформаторов, не имеющих термосифонных фильтров, масло испытывается не реже 1 раза в год; в остальных случаях пробы масла анализируются во время капитальных и текущих ремонтов. При снижении пробивного напряжения ниже указанного значения масло необходимо заменить; масло также заменяют после определенного числа переключений, указанного в заводской инструкции. Пробы масла из бака контактора отбирают после определенного числа переключений, указанного в заводской инструкции, но не реже 1 раза в год. Объем и сроки лабораторных испытаний трансформаторного масла отражены в табл. 10.6.

Периодичность лабораторных испытаний трансформаторного масла,
находящегося в эксплуатации [4]

Вид испытания	Периодичность	Пояснения
Сокращенный анализ	1 раз в 3 года	Для трансформаторов, работающих с термосифонными фильтрами
Сокращенный анализ	1 раз в год	Для трансформаторов, работающих без термосифонных фильтров
Проверка температуры вспышки масла	Внеочередное испытание	При обнаружении горючего газа в газовом реле трансформатора

10.6. Признаки неисправности работы трансформаторов в эксплуатации

10.6.1. Перегрев трансформатора

Перегрузка трансформатора. Необходимо проверить нагрузку трансформатора; у трансформаторов с постоянной нагрузкой перегрузку можно установить по амперметрам; у трансформаторов с неравномерным графиком нагрузки - путем снятия ситочного графика по току. Следует также иметь в виду, что трансформаторы допускают нормальные перегрузки, зависящие от графика нагрузки, температуры окружающей среды и недогрузки в летнее время согласно ГОСТ 14209-85. Кроме того, допускаются аварийные перегрузки трансформаторов независимо от предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды. Допустимые превышения температуры отдельных частей трансформатора и масла над температурой охлаждающей среды, воздуха или воды не должны превышать нормативных значений [5]. Если указанные мероприятия не дают должного эффекта, необходимо разгрузить трансформатор, включив на параллельную работу еще один трансформатор или отключив менее ответственных потребителей.

Высокая температура трансформаторного помещения. Необходимо

измерить температуру воздуха в трансформаторном помещении на расстоянии 1,5-2 м от бака трансформатора на середине его высоты. Если эта температура более чем на 8-10°С превышает температуру наружного воздуха, необходимо улучшить вентиляцию трансформаторного помещения.

Низкий уровень масла в трансформаторе. В данном случае обнаженная часть обмотки и активной стали сильно перегревается; убедившись в отсутствии течи масла из бака, необходимо долить масло до нормального уровня.

Внутренние повреждения трансформатора: замыкания между витками, фазами; образование короткозамкнутых контуров из-за повреждения изоляции болтов (шпилек), стягивающих активную сталь трансформатора; замыкания между листами активной стали трансформатора.

Все эти недостатки при незначительных короткозамкнутых контурах, несмотря на высокую местную температуру, обычно не всегда дают заметное повышение общей температуры масла, и развитие этих повреждений ведет к быстрому росту температуры масла.

10.6.2. Ненормальное гудение в трансформаторе

Ослабла прессовка шихтованного магнитопровода. Необходимо подтянуть прессующие болты.

Нарушена прессовка стыков в стыковом магнитопровода. Под влиянием вибрации магнитопровода ослабла затяжка вертикальных болтов, стягивающих стержни с ярами, это изменило зазоры в стыках, что и вызвало усиленное гудение. Необходимо перепрессовать магнитопровод, заменив прокладки в верхних и нижних стыках листов магнитопровода.

Вибрируют крайние листы магнитопровода. Необходимо расклинить листы электрокартоном.

Ослабли болты, крепящие крышку трансформатора, и прочие детали. Необходимо проверить затяжку всех болтов

Трансформатор перегружен, или нагрузка фаз отличается значительной несимметричностью. Необходимо устранить перегрузку трансформатора или уменьшить несимметрию нагрузки потребителей.

Возникают замыкания между фазами и витками. Необходимо отремонтировать обмотку.

Трансформатор работает при повышенном напряжении. Необходимо установить переключатель напряжения (при его наличии) в положение, соответствующее повышенному напряжению.

10.6.3. Потрескивание внутри трансформатора

Перекрытие (но не пробой) между обмоткой или отводами на корпус вследствие перенапряжений. Необходимо осмотреть и отремонтировать обмотку.

Обрыв заземления. Как известно, активная сталь и все прочие детали магнитопровода в трансформаторе заземляются для отвода в землю статических зарядов, появляющихся на этих частях, так как обмотка и металлические части магнитопровода – это, по существу, - обкладки конденсатора. При обрыве заземления могут происходить разряды обмотки или ее отводов на корпус, что воспринимается как треск внутри трансформатора. Необходимо восстановить заземление до того уровня, на котором оно было выполнено заводом-изготовителем: присоединить заземление в тех же точках и с той же стороны трансформатора, т. е. со стороны выводов обмотки низшего напряжения. Однако при неправильном восстановлении заземления в трансформаторе могут возникнуть короткозамкнутые контуры, в которых могут появиться циркулирующие токи.

10.6.4. Пробой обмоток и обрыв в них

Пробой обмоток на корпус между обмотками высшего и низшего

напряжения или между фазами. Причины: а) возникли перенапряжения, связанные с грозовыми явлениями, аварийными и коммутационными процессами; б) резко ухудшилось качество масла (увлажнение, загрязнение и пр.); в) понизился уровень масла); г) изоляция подверглась естественному износу (старению); д) при внешних КЗ, а также при замыканиях внутри трансформатора возникли электродинамические усилия. Необходимо подчеркнуть, что при перенапряжениях могут происходить не пробой изоляции, а только перекрытия между обмотками, фазами или между обмоткой и корпусом. В результате перекрытия обычно происходит лишь оплавление поверхности нескольких витков и появляется копоть на соседних витках, полное же соединение между витками, фазами или же между обмоткой и корпусом отсутствует. Пробой изоляции обмотки можно обнаружить мегомметром. Однако в некоторых случаях, когда в результате перенапряжений на обмотке возникают оголенные места в виде точек (точечный разряд), выявить дефект можно, только испытав трансформатор приложенным или индуктированным напряжением. Необходимо отремонтировать обмотку, а в случае необходимости заменить трансформаторное масло.

Обрывы в обмотках. В результате обрыва или плохого контакта происходит оплавление или выгорание части проводника. Дефект обнаруживается по выделению горючего газа в газовом реле и работе реле на сигнал или отключение. Причины: а) плохо выполнена пайка обмотки; б) возникли повреждения проводов, соединяющих концы обмоток с выводами; в) при коротких замыканиях внутри и вне трансформатора развиваются электродинамические усилия. Обрыв можно обнаружить по показаниям амперметров или с помощью мегомметра. При соединении обмоток треугольником нахождение фазы, имеющей обрыв, производится путем разъединения обмотки в одной точке и испытания каждой фазы трансформатора в отдельности. Обрыв чаще всего происходит в местах изгиба кольца под болт. Необходимо отремонтировать обмотку. Чтобы предотвратить повторение обрыва в отводах обмотки, следует отвод, выполненный круглым

проводом, заменить гибким соединением - демпфером, состоящим из набора тонких медных лент сечением, равным сечению провода.

10.6.5. Работа газовой защиты

Газовая защита от внутренних повреждений или ненормального режима работы трансформатора в зависимости от интенсивности газообразования срабатывает или на сигнал, или на отключение, или одновременно на то и другое.

Газовая защита сработала на сигнал. Причины: а) произошли небольшие внутренние повреждения трансформатора, что привело к слабому газообразованию; б) при заливке или очистке масла в трансформатор попал воздух; в) медленно понижается уровень масла из-за снижения температуры окружающей среды или вследствие течи масла из бака.

Газовая защита сработала на сигнал и на отключение или только на отключение. Это вызывается внутренними повреждениями и другими причинами, сопровождаемыми сильным газообразованием:

а) произошло замыкание между витками первичной или вторичной обмоток трансформатора. Данное повреждение может быть вызвано недостаточной изоляцией переходных соединений, продавливанием изоляции витков при опрессовке или из-за заусенцев на меди витка, механическими повреждениями изоляции, естественным износом, перенапряжениями, электродинамическими усилиями при коротких замыканиях, обнажением обмотки вследствие снижения уровня масла. По замкнутым накоротко виткам проходит ток большой силы, причем ток в фазе может лишь незначительно возрасти; изоляция витков быстро сгорает, могут выгорать сами витки, причем возможно разрушение и соседних витков. При развитии авария может перейти в междуфазное короткое замыкание. Если число замкнутых витков значительно, то в короткий промежуток времени масло сильно нагревается и может закипеть. При отсутствии газового реле может произойти выброс масла

и дыма через предохранительную пробку расширителя. Замыкание между витками сопровождается не только ненормальным нагревом масла и некоторым увеличением тока со стороны питания, но и уменьшением сопротивления фазы, где возникло замыкание;

б) произошло междуфазное короткое замыкание, вызванное теми же причинами, что и пробой изоляции, и протекающее бурно. При этом может произойти выброс масла из расширителя или через диафрагму предохранительной трубы, которая устанавливается в трансформаторах мощностью 1000 кВА и выше;

в) образовался короткозамкнутый контур из-за повреждения изоляции болтов, стягивающих активную сталь трансформатора. Короткозамкнутый контур сильно нагревается и вызывает перегрев масла. Болт и близлежащие листы активной стали могут быть разрушены. В трансформаторах со стыковыми магнитопроводами короткозамкнутый контур может получиться при соприкосновении с ярмами накладок, прессующих стержни;

г) произошло замыкание между листами активной стали вследствие повреждения междулистовой изоляции в результате естественного износа (старения) изоляции. Вызванные таким повреждением изоляции значительные вихревые токи способствуют большим местным перегревам активной стали, что с течением времени может привести к местному выгоранию стали (пожару в железе). В стыковых магнитопроводах может произойти сильное нагревание стыков вихревыми токами из-за повреждения прокладок в них;

д) значительно снизился уровень масла в трансформаторе или из масла интенсивно выделяется воздух вследствие резкого похолодания или же после ремонта (заливка свежего масла, его очистка центрифугой и пр.). Необходимо подчеркнуть, что в практике отмечены также случаи ложной работы газовой защиты из-за неисправности цепей вторичной коммутации защиты. Например, работа газовой защиты может быть вызвана различными причинами. Поэтому перед тем как приступить к устранению неисправности, необходимо точно установить причину, вызвавшую срабатывание газовой защиты. Для этого

необходимо выяснить, какая из защит (релейных) сработала, произвести исследование газов, скопившихся в газовом реле, и определить их горючесть, цвет, количество и химический состав.

Горючесть газа свидетельствует о наличии внутреннего повреждения. Если газы бесцветны и не горят, то причиной действия реле является выделившийся из масла воздух. Цвет выделившегося газа позволяет судить о характере повреждения; бело-серый цвет свидетельствует о повреждении бумаги или картона, желтый - дерева, черный - масла. Но так как окраска газа может через некоторое время исчезнуть, то его цвет следует определить тут же при его появлении. Снижение температуры вспышки масла также свидетельствует о наличии внутреннего повреждения. Если причиной действия газовой защиты было выделение воздуха, то его необходимо выпустить из реле. При снижении уровня масла следует долить, отключить газовую защиту от действия на отключение.

При повреждении обмотки необходимо найти место повреждения и произвести соответствующий ремонт. Для этого необходимо вскрыть трансформатор и извлечь сердечник. Замкнутые накоротко витки обмотки можно найти при включении трансформатора со стороны низшего напряжения на пониженное напряжение. Короткозамкнутый контур будет сильно разогрет, и из обмотки появится дым. Этим способом могут быть найдены и другие короткозамкнутые контуры.

Поврежденные места в активной стали могут быть найдены при холостом ходе трансформатора (при вынутом сердечнике). Эти места будут сильно нагреты. При этом испытании напряжение подводят к обмотке низшего напряжения и поднимают с нуля; обмотка высшего напряжения должна быть предварительно разъединена в нескольких местах во избежание пробоя обмотки (из-за отсутствия масла).

Замыкание между листами активной стали и ее оплавление следует устранить перешихтовкой поврежденной части магнитопровода с заменой междулистной изоляции. Поврежденную изоляцию в стыках магнитопровода

заменяют новой, состоящей из листов асбеста толщиной 0,8-1 мм, пропитанных глифталевым лаком. Сверху и снизу прокладывают кабельную бумагу толщиной 0,07-0,1мм.

10.6.6. Ненормальное вторичное напряжение трансформатора

Первичные напряжения одинаковы; вторичные напряжения одинаковы при холостом ходе, но сильно разнятся при нагрузке. Причины: а) плохой контакт в соединении одного зажима или внутри обмотки одной фазы; б) обрыв первичной обмотки трансформатора стержневого типа, соединенного по схеме треугольник - звезда или треугольник - треугольник.

Первичные напряжения одинаковы; вторичные напряжения неодинаковы при холостом ходе и при нагрузке. Причины: а) перепутаны начала и конец обмотки одной фазы вторичной обмотки при соединении звездой; б) обрыв в первичной обмотке трансформатора, соединенного по схеме звезда - звезда. В этом случае три линейных вторичных напряжения не равны нулю; в) обрыв во вторичной обмотке трансформатора при соединении его по схеме звезда - звезда или треугольник - звезда. В этом случае только одно линейное напряжение не равно нулю, а два других линейных напряжения равны нулю. При схеме соединения треугольник-треугольник обрыв его вторичной цепи можно установить измерением сопротивлений или по нагреву обмоток: обмотка фазы, имеющей обрыв, будет холодной из-за отсутствия в ней тока. В последнем случае возможна временная эксплуатация трансформатора при токовой нагрузке вторичной обмотки, составляющей 58 % номинальной. Для устранения неисправностей, вызывающих нарушения симметрии вторичного напряжения трансформатора, необходим ремонт обмоток.

КОНТРОЛЬНОЕ ЗАДАНИЕ

1. Подготовить реферат по темам таблицы П 1.

2. Описать необходимые действия для организации работ по ремонту электрооборудования в действующей электроустановке (ЭУ), согласно вариантам таблицы 11.1.

- перечислить необходимые организационные и технические мероприятия для безопасного производства работ в электроустановках;

- заполнить наряд-допуск на работу в электроустановке;

- сформировать технологическую карту на ремонт оборудования, для примера используя приложение № 4.

Варианты задания приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1

Номер варианта	Номер схемы ЭУ (приложение № 3)	Наряд-допуск на работу в электроустановке (приложение № 2)	Технологическая карта на работу (приложение № 4)
1	2	3	4
1	1-3	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮС-145	Термитная сварка проводов в шлейфах анкерных опор ВЛ 110 кВ с применением телескопической вышки
2	1-2	Текущий ремонт автотрансформатора АТ-1	Проверка изоляторов ВЛ 110 кВ измерительной штангой
3	1-5	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮС-146	Проверка изоляторов ВЛ 110 кВ измерительной штангой
4	1-2	Текущий ремонт автотрансформатора АТ-3	Проверка изоляторов ВЛ 110 кВ измерительной штангой
5	1-12	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮБ-163	Измерение сопротивления опор ВЛ 110кВ с отсоединением тросов на опоре, под напряжением
6	1-11	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮГ-148	Ревизия проводов ВЛ 110 кВ на промежуточных одноцепных железобетонных опорах со снятием напряжения
7	1-4	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮТ-149	Измерение сопротивления опор ВЛ 110кВ с отсоединением контура заземления под напряжением

Продолжение таблицы 11.1

1	2	3	4
8	1-6	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮТ-150	Термитная сварка проводов в шлейфах анкерных опор ВЛ 110 кВ со снятием напряжения
9	1-6	Текущий ремонт трансформатора напряжения 220 кВ ТН-220-1	Ремонт ячейки КСО с трансформатором напряжения
10	1-7	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮВ-151	Капитальный ремонт масляного выключателя с электромагнитным приводом
11	1-7	Капитальный ремонт ТСН-10-2	Капитальный ремонт ячейки КСО с ТСН
12	1-5	Текущий ремонт трансформатора напряжения 220 кВ ТН-220-2	Ремонт ячейки КСО с трансформатором напряжения
13	1-8	Капитальный ремонт ТСН-10-3	Капитальный ремонт ячейки КСО с ТСН
14	1-8	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮМ-152	Термитная сварка проводов в шлейфах анкерных опор ВЛ 110 кВ с применением телескопической вышки
15	1-5	Текущий ремонт трансформатора напряжения 110 кВ ТН-110-2	Ремонт ячейки КСО с трансформатором напряжения
16	1-10	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮГ-153	Измерение сопротивления опор ВЛ 110кВ с отсоединением контура заземления под напряжением
17	1-11	Текущий ремонт трансформатора напряжения 110 кВ ТН-110-1	Ремонт ячейки КСО с трансформатором напряжения
18	1-10	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮГ-154	Термитная сварка проводов в шлейфах анкерных опор ВЛ 110 кВ со снятием напряжения
19	1-12	Текущий ремонт выключателя 110 кВ ОВ-110	Измерение сопротивления опор ВЛ 110кВ с отсоединением контура заземления под напряжением
20	1-1	Текущий ремонт шиносоединительного выключателя 110 кВ ШСВ-110	Капитальный ремонт масляного выключателя с электромагнитным приводом

1	2	3	4
21	1-1	Текущий ремонт выключателя 220 кВ В-220 РЮ-221	Ревизия проводов ВЛ 110 кВ на промежуточных одноцепных железобетонных опорах со снятием напряжения
22	1-1	Текущий ремонт выключателя 220 кВ В-220 РЮ-222	Термитная сварка проводов в шлейфах анкерных опор ВЛ 110 кВ со снятием напряжения
23	1-12	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮС-145	Термитная сварка проводов в шлейфах анкерных опор ВЛ 110 кВ с применением телескопической вышки
24	1-9	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮС-146	Проверка изоляторов ВЛ 110 кВ измерительной штангой
25	1-1	Текущий ремонт выключателя 110 кВ В-110 ЮБ-163	Измерение сопротивления опор ВЛ 110кВ с отсоединением тросов на опоре, под напряжением

ВОПРОСЫ

к зачету и темы рефератов по дисциплине «Монтаж и эксплуатация систем ЭПП»

1. Общая концепция системы планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования
2. Задачи и функции отдела главного энергетика
3. Прием оборудования
4. Группы по электробезопасности электротехнического персонала и условия их присвоения
5. Порядок и проведение работ в электроустановках. Что запрещается делать в электроустановках при производстве работы
6. Условия проведения работ при обслуживании осветительного оборудования расположенного в цехе на потолке.
7. Требования к организации энергохозяйства
8. Структура отдела главного энергетика
9. Производственно - эксплуатационное оборудование и стадии его жизненного цикла; монтаж оборудования
10. Техническая эксплуатация и оперативное управление
11. Сущность системы ТОРЭО
12. Назначение технического обслуживания и различных ремонтов оборудования
13. Дать определение понятий «надежность объекта», «отказ», «ремонтпригодность», «долговечность», «безотказность», «наработка», «технический ресурс»

14. Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасное производство работ
15. Лица, ответственных за безопасное производство работ в ЭУ, их права и обязанности
16. Технические мероприятия, обеспечивающие безопасное производство работ
17. Основные требования, предъявляемые к силовым трансформаторам
18. Основные режимы работы трансформаторов
19. Режим работы трансформатора с систематической перегрузкой
20. Режим параллельной работы трансформатора
21. Схемы установки заземлений в ЭУ при работе на силовом двухобмоточном трансформаторе
22. Надзор и уход за силовыми трансформаторами. Документация
23. Испытание изоляции трансформатора
24. Номенклатура ремонтных работ силового трансформатора
25. Что следует проверять при осмотрах трансформаторов
26. Эксплуатация трансформаторного масла
27. Аварийный вывод трансформатора из работы
28. Технология монтажа трансформатора
29. Охрана труда и правила эксплуатации трансформатора
30. Эксплуатация воздушных ЛЭП
31. Правила охраны воздушной линии напряжением до 1 кВ
32. Эксплуатация кабельной линии
33. Монтаж кабельной линии
34. Необходимая документация при сдаче в эксплуатацию кабельной линии и при ее последующей эксплуатации
35. Методы определения места повреждения кабельной линии
36. Эксплуатация электрических контактов
37. . Виды контактных соединений и узлов
38. Контроль контактных соединений
39. Эксплуатация выключателей 6-35 кВ
40. Ремонт выключателей 6- 35 кВ
41. Эксплуатация и ремонт выключателей нагрузок

ВОПРОСЫ

к экзамену по дисциплине

«Монтаж и эксплуатация систем ЭПП»

1. Общая концепция системы планово-предупредительного ремонта энергетического оборудования
2. Задачи и функции отдела главного энергетика
3. Прием оборудования
4. Группы по электробезопасности электротехнического персонала и условия их присвоения
5. Порядок и проведение работ в электроустановках. Что запрещается

делать в электроустановках при производстве работы

6. Условия проведения работ при обслуживании осветительного оборудования расположенного в цехе на потолке.

7. Требования к организации энергохозяйства.

8. Структура отдела главного энергетика

9. Производственно - эксплуатационное оборудование и стадии его жизненного цикла; монтаж оборудования

10. Техническая эксплуатация и оперативное управление

11. Сущность системы ТОРЭО.

12. Назначение технического обслуживания и различных ремонтов оборудования

13. Дать определение понятий «надежность объекта», «отказ», «ремонтпригодность», «долговечность», «безотказность», «наработка», «технический ресурс»

14. Организационные мероприятия, обеспечивающие безопасное производство работ

15. Лица, ответственных за безопасное производство работ в ЭУ, их права и обязанности.

16. Технические мероприятия, обеспечивающие безопасное производство работ

17. Основные требования, предъявляемые к силовым трансформаторам

18. Основные режимы работы трансформаторов

19. Режим работы трансформатора с систематической перегрузкой

20. Режим параллельной работы трансформатора

21. Схемы установки заземлений в ЭУ при работе на силовом двухобмоточном трансформаторе

22. Надзор и уход за силовыми трансформаторами. Документация

23. Испытание изоляции трансформатора

24. Номенклатура ремонтных работ силового трансформатора

25. Что следует проверять при осмотрах трансформаторов

26. Эксплуатация трансформаторного масла

27. Аварийный вывод трансформатора из работы

28. Технология монтажа трансформатора

29. Охрана труда и правила эксплуатации трансформатора
Эксплуатация воздушных ЛЭП

30. Правила охраны ВЛ напряжением до 1 кВ

31. Эксплуатация и монтаж КЛ

32. Необходимая документация при сдаче в эксплуатацию кабельной линии и при ее последующей эксплуатации

33. Методы определения места повреждения кабельной линии

34. Эксплуатация электрических контактов

35. Виды контактных соединений и узлов

36. Контроль контактных соединений

37. Эксплуатация выключателей 6-35 кВ

38. Ремонт выключателей 6- 35 кВ

39. Эксплуатация и ремонт выключателей нагрузок
40. Эксплуатация и ремонт отделителей, короткозамыкателей и разъединителей.
41. Эксплуатация и ремонт измерительных трансформаторов тока
42. Эксплуатация и ремонт измерительных трансформаторов напряжения
43. Произвести переключения для вывода в ремонт выключателя
44. Произвести переключения для перевода линии на обходной выключатель

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ящура А.И. Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования - М.: Издательство НЦ ЭНАС, 2005.
2. Удалов С.Н. Эксплуатация систем электроснабжения. Ч II. - Н.: НГТУ, 2003.
3. Коротков Г.С., Членов М.Я. Ремонт оборудования и аппаратуры распределительных устройств. - М.: Высшая школа, 1990.
4. Мандрыкин С.А., Филатов А.А. Эксплуатация и ремонт электрооборудования станций и сетей. - М.: Энергоатомиздат, 1983.
5. Сборник инструктивных материалов Госэнергонадзора. - М.: Энергосервис, 2000.
6. Сибикин Ю.Д. Эксплуатация и ремонт электрооборудования и сетей машиностроительных предприятий: Справочник. - М.: Машиностроение, 1981.
7. Расследование и учет аварий и несчастных случаев. Сборник. 3-е издание, исправленное и дополненное. Серия 29, вып.1. - М.: ГУП НТЦ «Промышленная безопасность», 2003.
8. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
9. Правила устройства электроустановок. 7-е издание - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
10. Типовая конструкция по эксплуатации ВЛ электропередачи напряжением 35-800 кВ. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003.
11. Нормы испытания электрооборудования. - М.: Энергия, 1978.
12. Лукьянов Т.П., Егоров Е.П. Техническая эксплуатация электроустановок промышленных предприятий. - М.: Машиностроение, 1981.
13. Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.

14. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей. - М.: Атомиздат, 1993.
15. Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.97 № 15-ФЗ. С изменением от 10.01.03 г. - М.: ГУП НТЦ «Промышленная безопасность», 2003.
16. Правила устройства и безопасной эксплуатации паровых и водогрейных котлов. ПБ 10-574-03. Серия 10, вып. 24. - М.: ГУП НТЦ «Промышленная безопасность», 2003.
17. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. ПБ 03-576-03. Серия 03, вып. 24. - М.: ГУП НТЦ «Промышленная безопасность», 2003.
18. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды. ПБ 10-573-03. Серия 10, вып. 28. - М.: ГУП НТЦ «Промышленная безопасность», 2003.
19. Правила устройства и безопасной эксплуатации электрических котлов и электродогревательных. ПБ 10-575-03. Серия 10, вып. 29. - М.: ГУП НТЦ «Промышленная безопасность», 2003.
20. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2004.
21. Монтаж и эксплуатация систем ЭПП.- Рубцовск: РИО, 2007.
22. Техническая эксплуатация и ремонт оборудования.- Рубцовск: РИО, 1998.
23. Оценка функционального состояния воздушной линии 110кВ ЮВ - 151 «Южная- Волчиха». Рубцовск: РИО, 2003.
24. Загрузка трансформаторов и повышение эффективности их использования. Рубцовск: РИО, 2003.
25. Загрузка силовых высоковольтных трансформаторов 110/35/10, 110/10, 110/10/6 кВ. Западных электрических сетей ОАО «Алтайэнерго». - г.Бийск: БПИ. 2003.

26. Экономическая плотность тока в современных условиях.- г. Новосибирск: НГТУ. 2003.
27. Определение загрузки (востребованности) воздушных линий 110 и 10 кВ Западных электрических сетей ОАО «Алтайэнерго». - Рубцовск: РИО, 2003.
28. Исследование корреляции температуры и фидеров 6 кВ. - Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ, 2004.
29. Разработка стратегии развития существующих электрических распределительных сетей 10-0,4 кВ с учетом потерь энергии. - Новокузнецк: Сибирский государственный индустриальный университет. 2006.
30. Анализ и корректировка договора энергоснабжения. - Рубцовск, 2007.
31. О проблемах энергоаудита промышленных предприятий. - Пенза: 2007

ПРИЛОЖЕНИЕ

Таблица П 1 – Варианты и темы рефератов

Номер варианта	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Номер вопроса реферата	1, 22	2, 23	3, 24	4, 20	5, 26	6, 25	7, 27	8, 29	9, 30	10, 31	11, 28	12, 32	13, 33	14, 34	15, 35

Номер варианта	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Номер вопроса реферата	16, 36	17, 1 1	18, 15	19, 13	20, 8	1, 35	2, 36	3, 36	4, 37	5, 38	8, 39	7, 40	8, 41	9, 42	15, 34

Номер варианта	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45
Номер вопроса реферата	16, 37	15, 22	11, 26	8, 18	9, 29	2, 20	11, 31	12, 32	13, 33	14, 34	15, 35	16, 39	17, 1	2, 28	5, 29

Продолжение таблицы П1

Номер варианта	46	47	48	49	50	51	52	53	54	55	56	57	58	59	60
Номер вопроса	14, 18	10, 15	7,13,	14, 32	15, 22	16, 23	7,16,	7, 32	16, 30	13, 28	11,16,	12, 39	13,17	14, 41	7, 18

Номер варианта	61	62	63	64	65	66	67	68	69	70	71	72	73	74	75
Номер вопроса	16, 37	15, 22	11, 26	8, 18	9, 29	2, 20	11, 31	12, 32	13, 33	14, 34	15, 35	16, 39	17, 1	2, 28	5, 29

Номер варианта	76	77	78	79	80	81	82	83	84	85	86	87	88	89	90
Номер вопроса	1, 32	2, 28	4, 23	4, 24	5, 31	6, 33	7, 21	8, 29	9, 16	7, 20	6, 11	7, 24	8, 22	5, 17	7, 42

ФОРМА НАРЯДА-ДОПУСКА ДЛЯ РАБОТЫ В ЭЛЕКТРОУСТАНОВКАХ

Организация _____

Подразделение _____

НАРЯД-ДОПУСК № _____

для работы в электроустановках

Ответственному руководителю

работ _____, допускающему _____,
(фамилия, инициалы) (фамилия, инициалы)

Производителю работ _____, наблюдающему _____,
(фамилия, инициалы) (фамилия инициалы)

с членами бригады _____
(фамилия, инициалы) (фамилия инициалы)

_____ (фамилия, инициалы) (фамилия инициалы)

поручается _____

Работу начать: дата _____ время _____

Работу закончить дата _____ время _____

Меры по подготовке рабочих мест

Наименование электроустановок, в которых нужно провести отключения и установить заземление	Что должно быть отключено и где заземлено
1	2

Отдельные указания _____

Наряд выдал: дата _____ время _____

Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

Наряд продлил по: дата _____ время _____

Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

Регистрация целевого инструктажа, проводимого выдающим наряд

Целевой инструктаж провел		Целевой инструктаж получил	
Работник, вы давший наряд	_____ (фамилия, инициалы)	Ответственный руководитель работ (производитель работ, наблюдающий)	_____ (фамилия, инициалы)
	_____ (подпись)		_____ (подпись)

Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ

Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ выдал (должность, фамилия или подпись)	Дата, время	Подпись работника, получившего разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ
1	2	3

Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались _____

Допускающий _____

(подпись)

Ответственный руководитель работ
(производитель работ или наблюдающий) _____

(подпись)

Регистрация целевого инструктажа, проводимого допускающим при первичном допуске

Целевой инструктаж провел		Целевой инструктаж получил	
Допускающий	_____ (фамилия, инициалы) _____ (подпись)	Ответственный производитель работ (наблюдающий), члены бригады	_____ (фамилия, инициалы) _____ (подпись)

Ежедневный допуск к работе и время ее окончания

Бригада получила целевой инструктаж и допущена на подготовленное рабочее место				Работа закончена, бригада удалена	
Наименование рабочего места	Дата, время	Подписи (подпись) (фамилия, инициалы)		Дата, время	Подпись производителя работ (наблюдающего) (подпись) (фамилия, инициалы)
		допускающего	производителя работ (наблюдающего)		
1	2	3	4	5	6

Регистрация целевого инструктажа, проводимого ответственным руководителем (производителем работ, наблюдающим)

Целевой инструктаж провел		Целевой инструктаж получил	
Ответственный руководитель (производитель работ, наблюдающий)	_____ (фамилия, инициалы) _____ (подпись)	Члены бригады	_____ (фамилия, инициалы) _____ (подпись)

Изменения в составе бригады

Введен в состав бригады (фамилия, инициалы, группа)	Выведен из состава бригады (фамилия, инициалы, группа)	Дата, время (дата) (время)	Разрешил (подпись) (фамилия, инициалы)
1	2	3	4

Работа полностью закончена, бригада удалена, заземления, установленные бригадой, сняты, сообщено (кому) _____

(должность) (фамилия, инициалы)

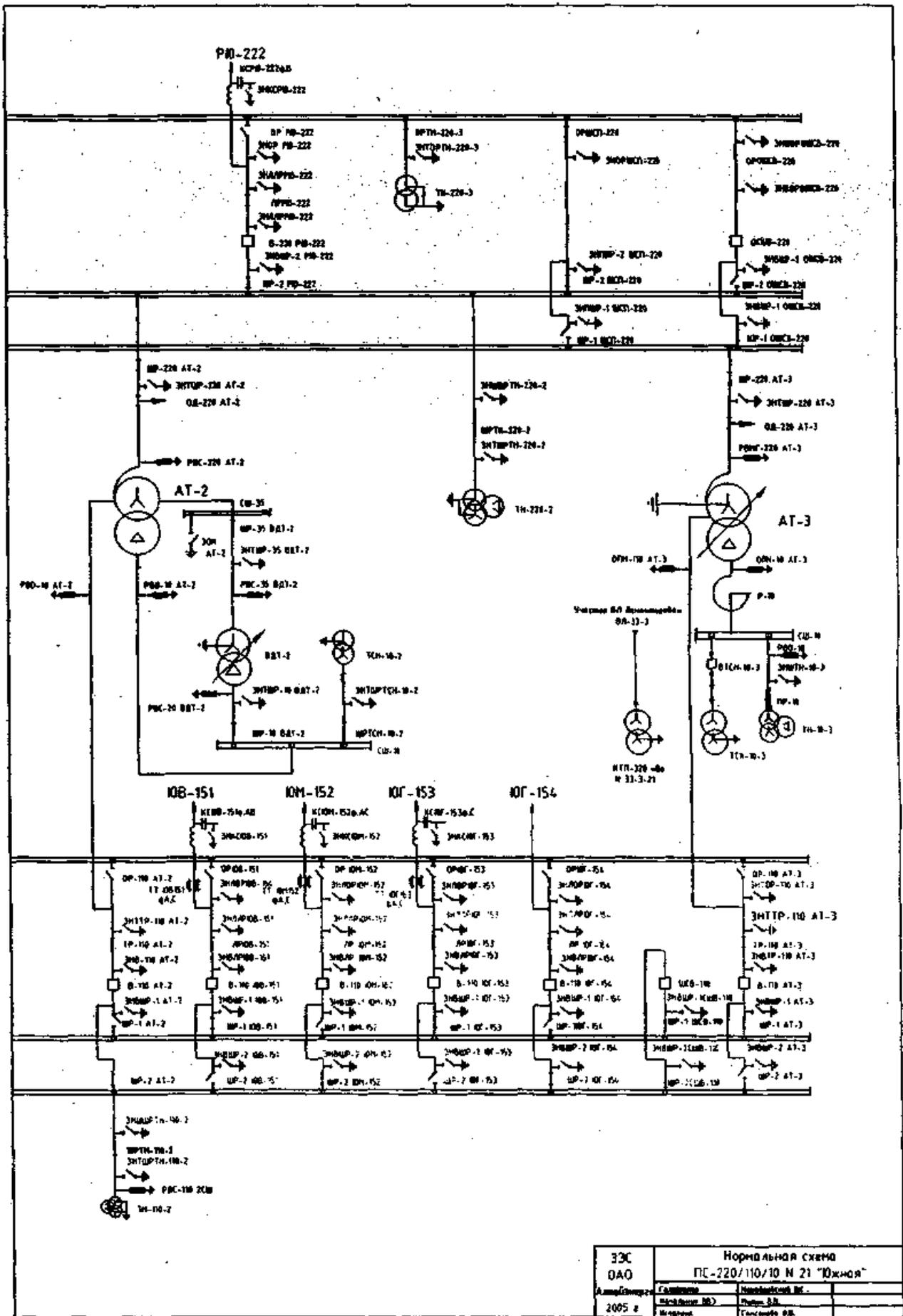
Дата _____ время _____

Производитель работ (наблюдающий) _____

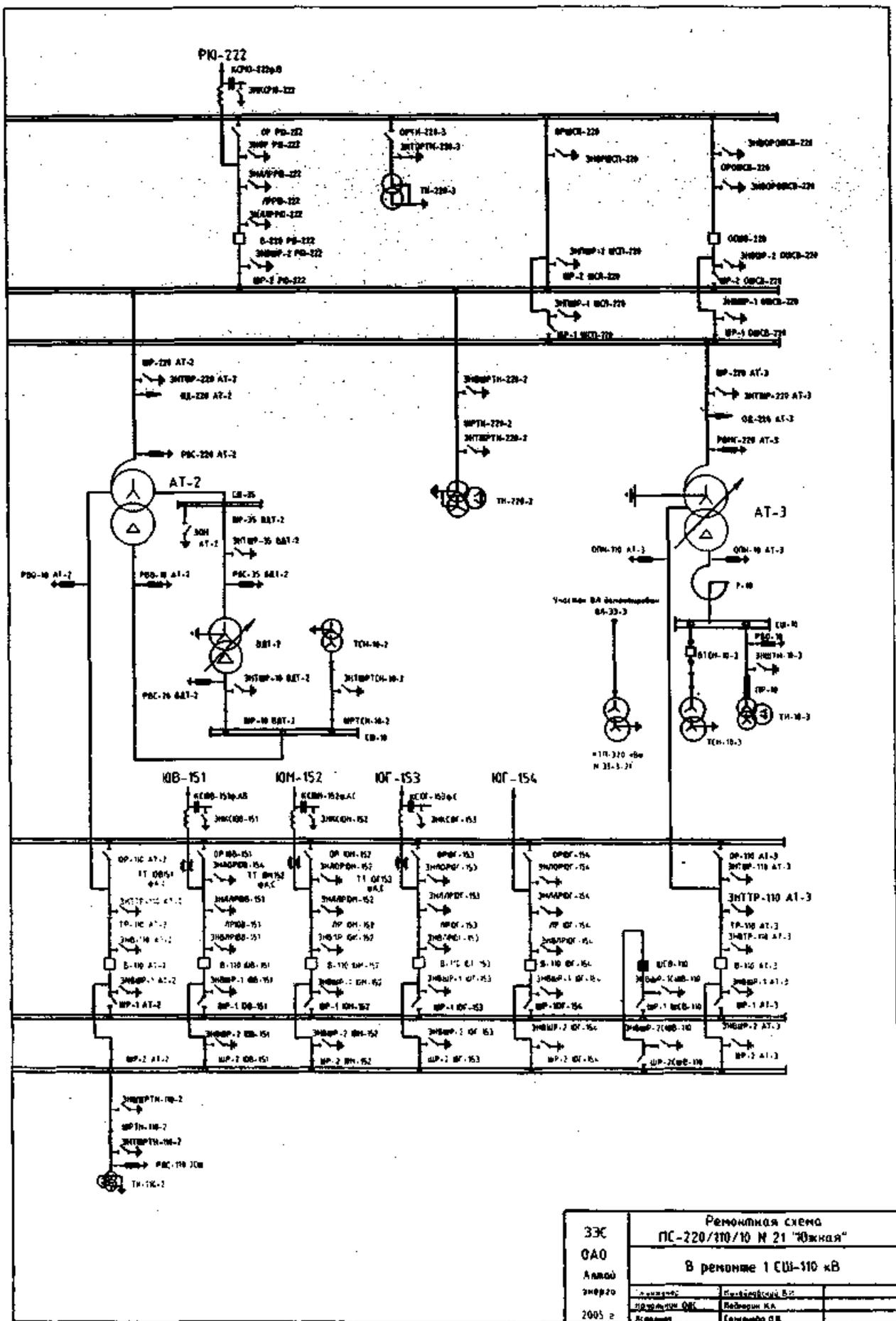
(подпись) (фамилия, инициалы)

Ответственный руководитель работ _____

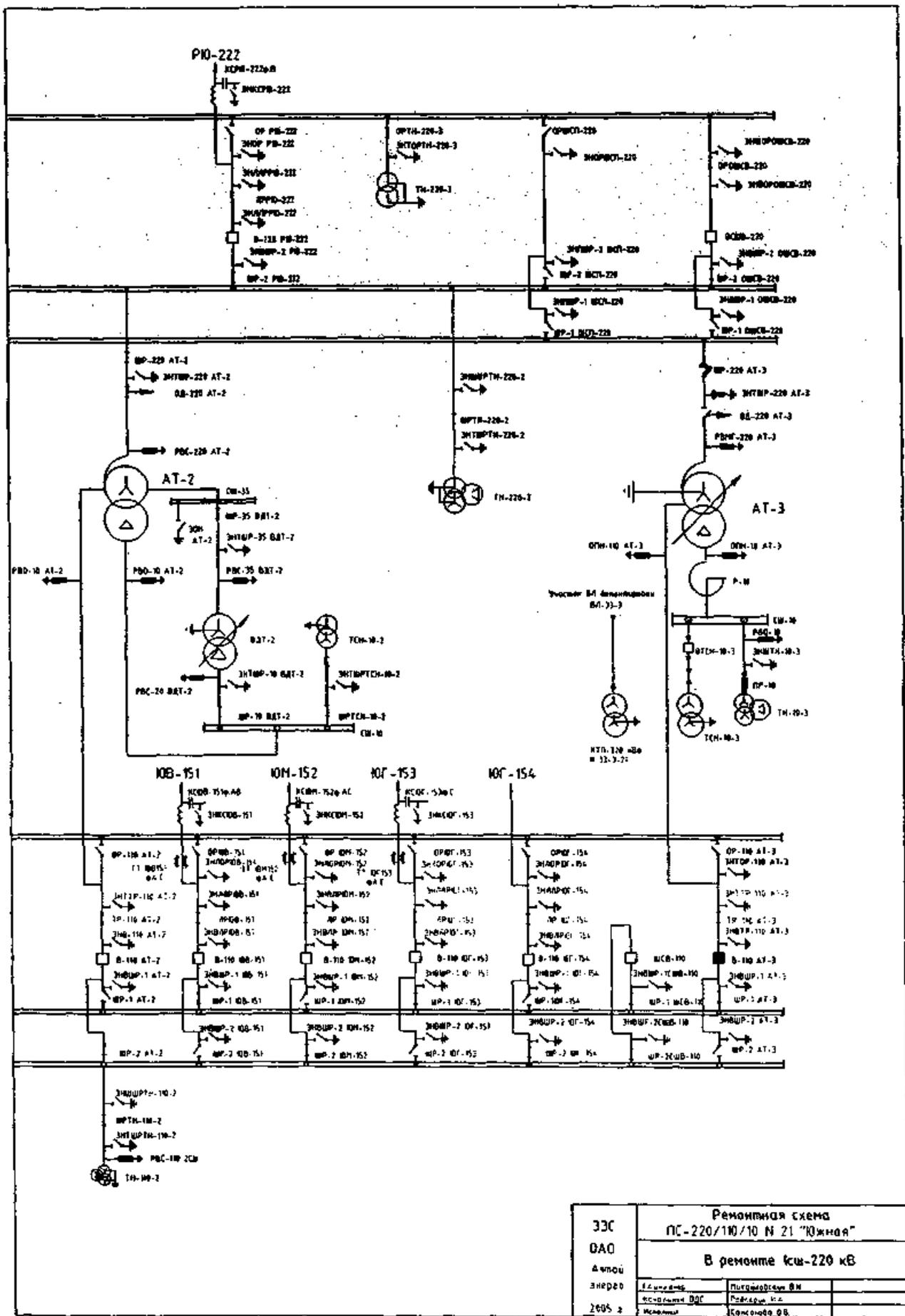
(подпись) (фамилия, инициалы)



ЭЭС ОАО	Нормальная схема ПС-220/110/10 № 21 "Южная"	
	Составитель	Исполнитель
2005 #	Маслов В.В.	Павлов В.В.
	Маслов	Савельев В.В.

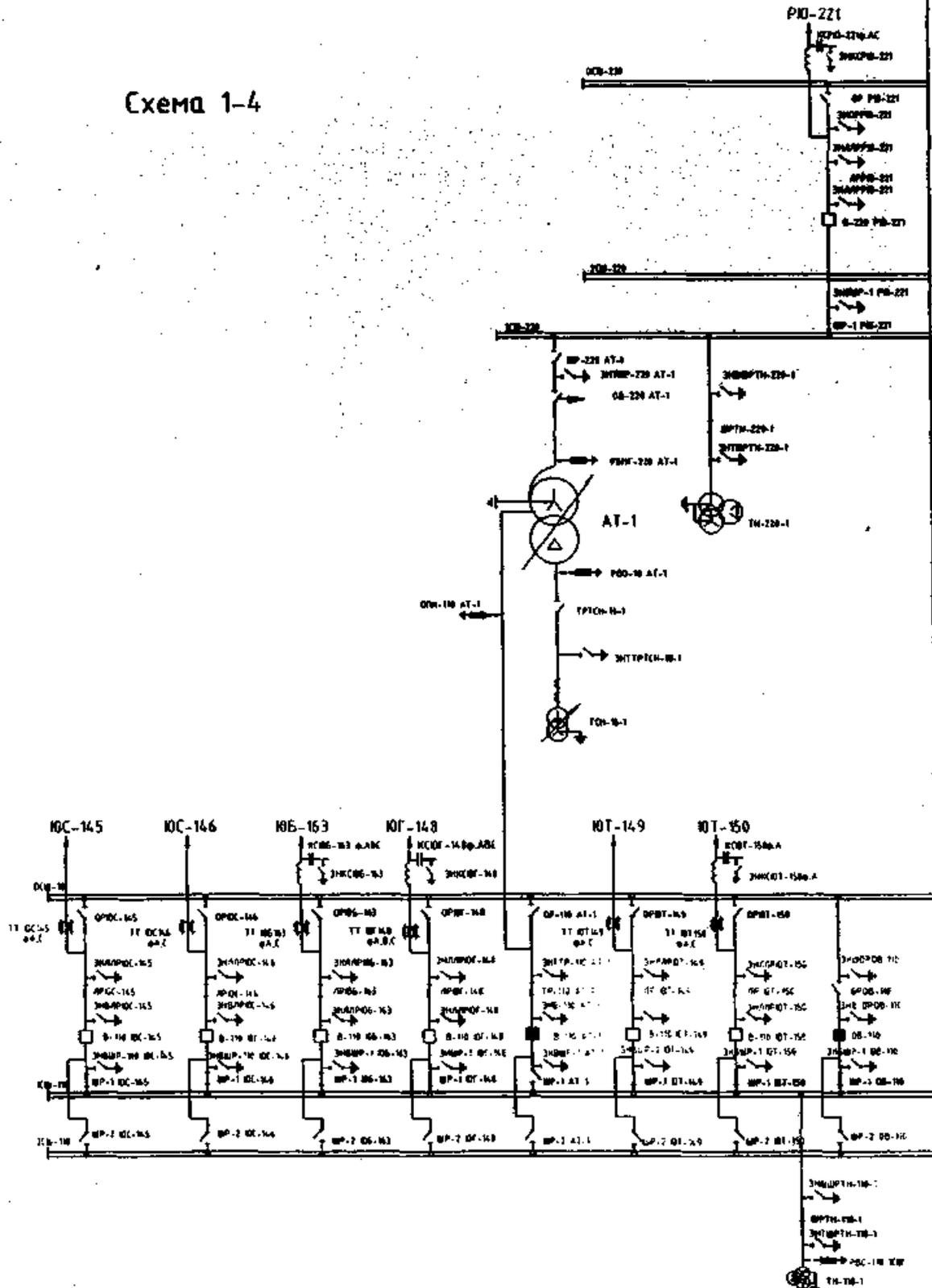


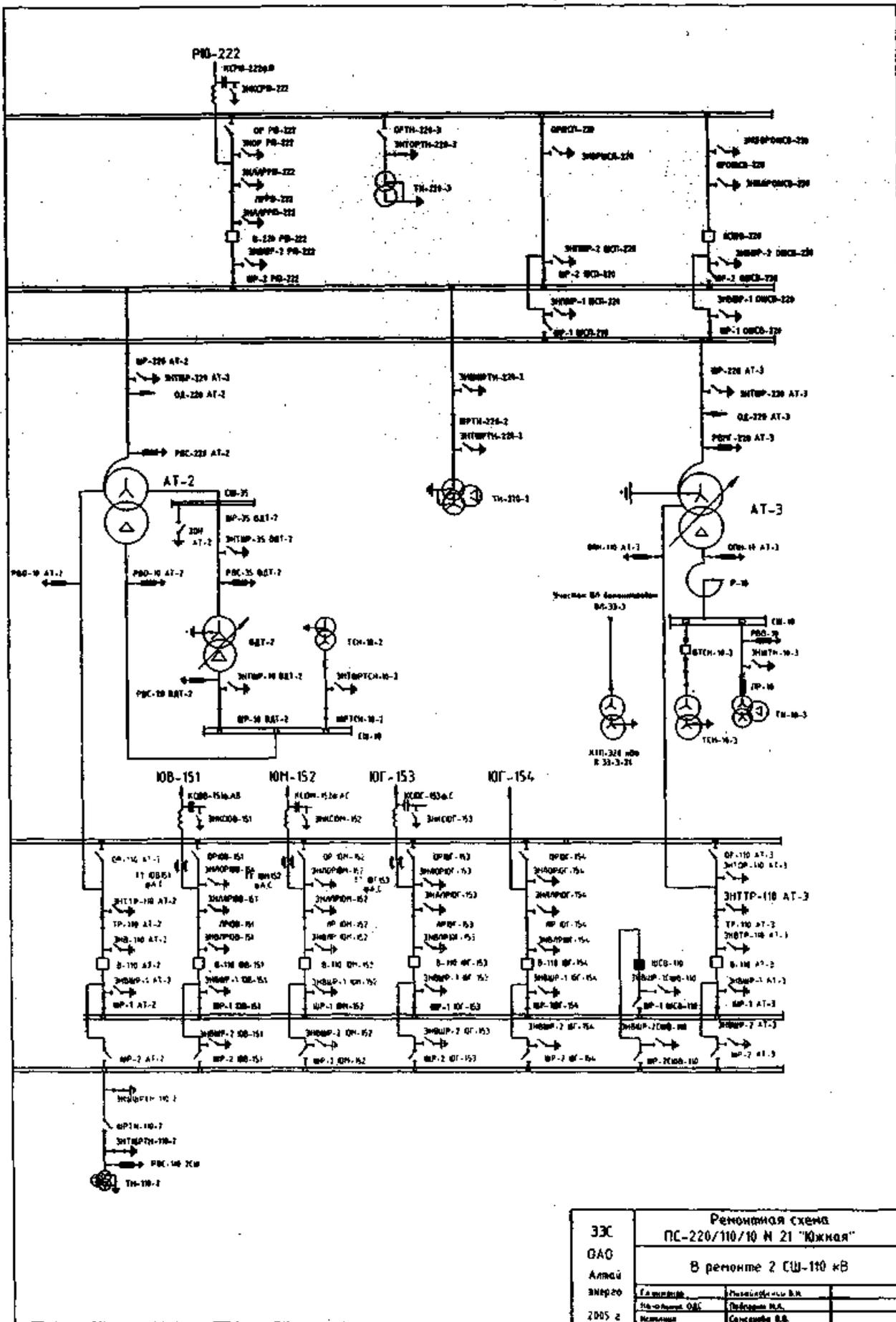
ЗЭС ОАО Алтай энерго	Ремонтная схема ПС-220/110/10 М 21 "Южная"	
	В ремонте 1 СУ-110 кВ	
2005 г.	Инженер: Лавренко О.В.	Инженер: Вайсман К.А.
	Инженер: Лавренко О.В.	Инженер: Семин А.В.



ЗЭС ОАО Ачхой Энерго 2605-2	Ремонтная схема ПС-220/110/10 N 21 "Южная"	
	В ремонте КСВ-220 кВ	
	Исполнитель	Получатель ВМ
	Исполнитель ВЭС	Работник КС
	Исполнитель	Контроль СВ

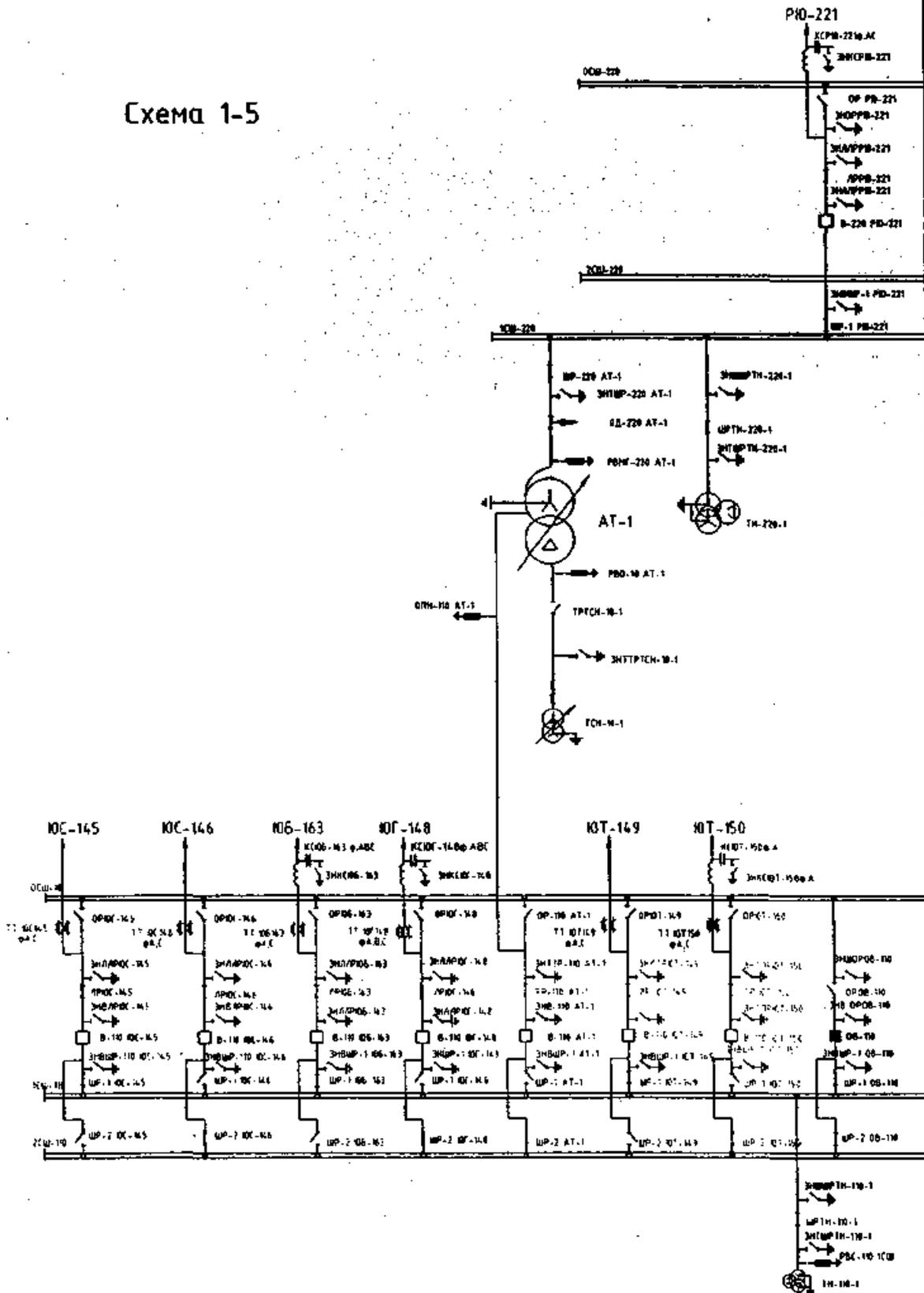
Схема 1-4

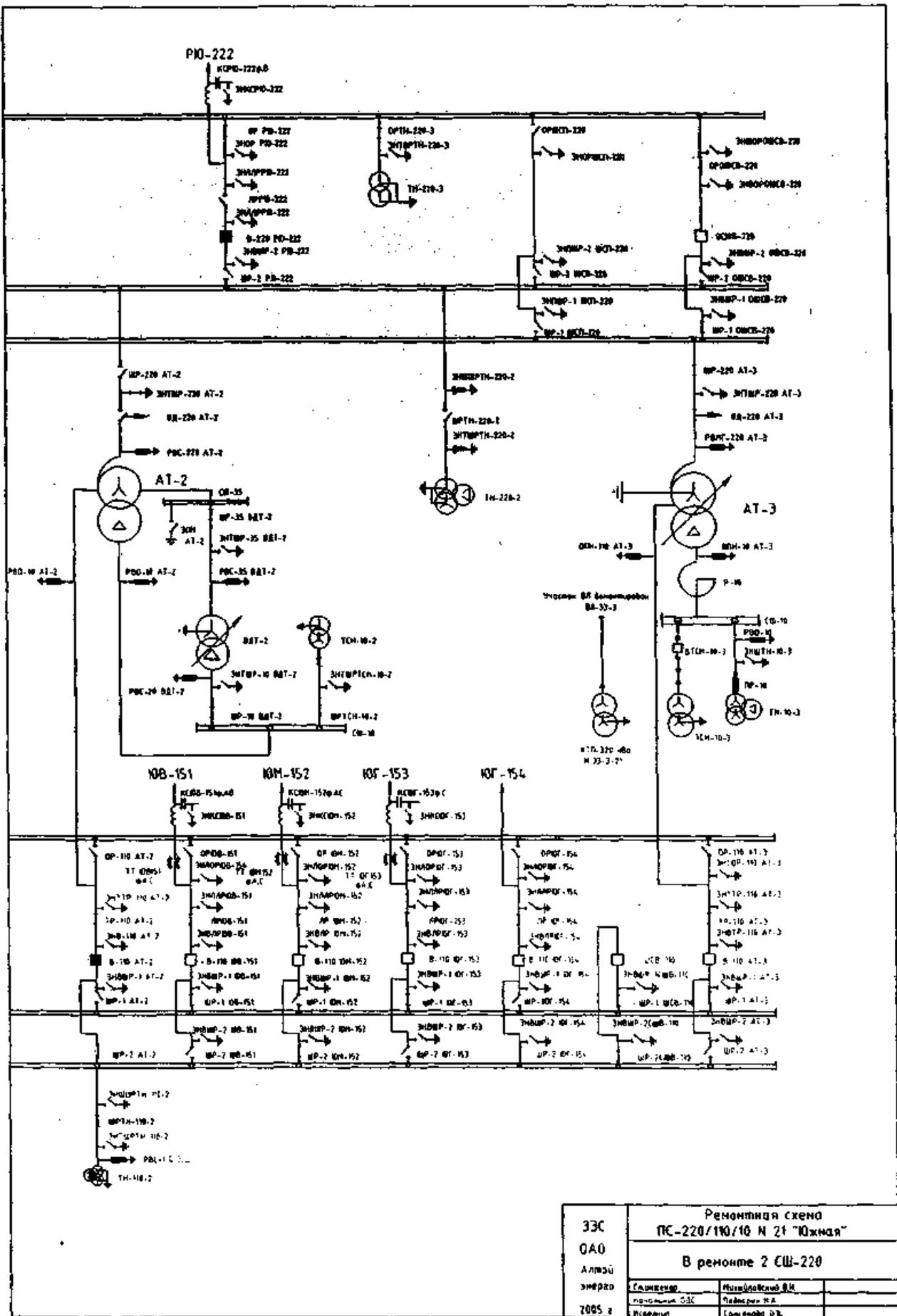




ЗЭС ОАО Алтай Энерго	Ремонтная схема ПС-220/110/10 № 21 "Южная"	
	В ремонте 2 СШ-110 кВ	
2005 г.	Г. Изменил:	И. Изменил: В.К.
	И. Изменил: О.К.	И. Изменил: В.А.
	И. Изменил:	И. Изменил: В.В.

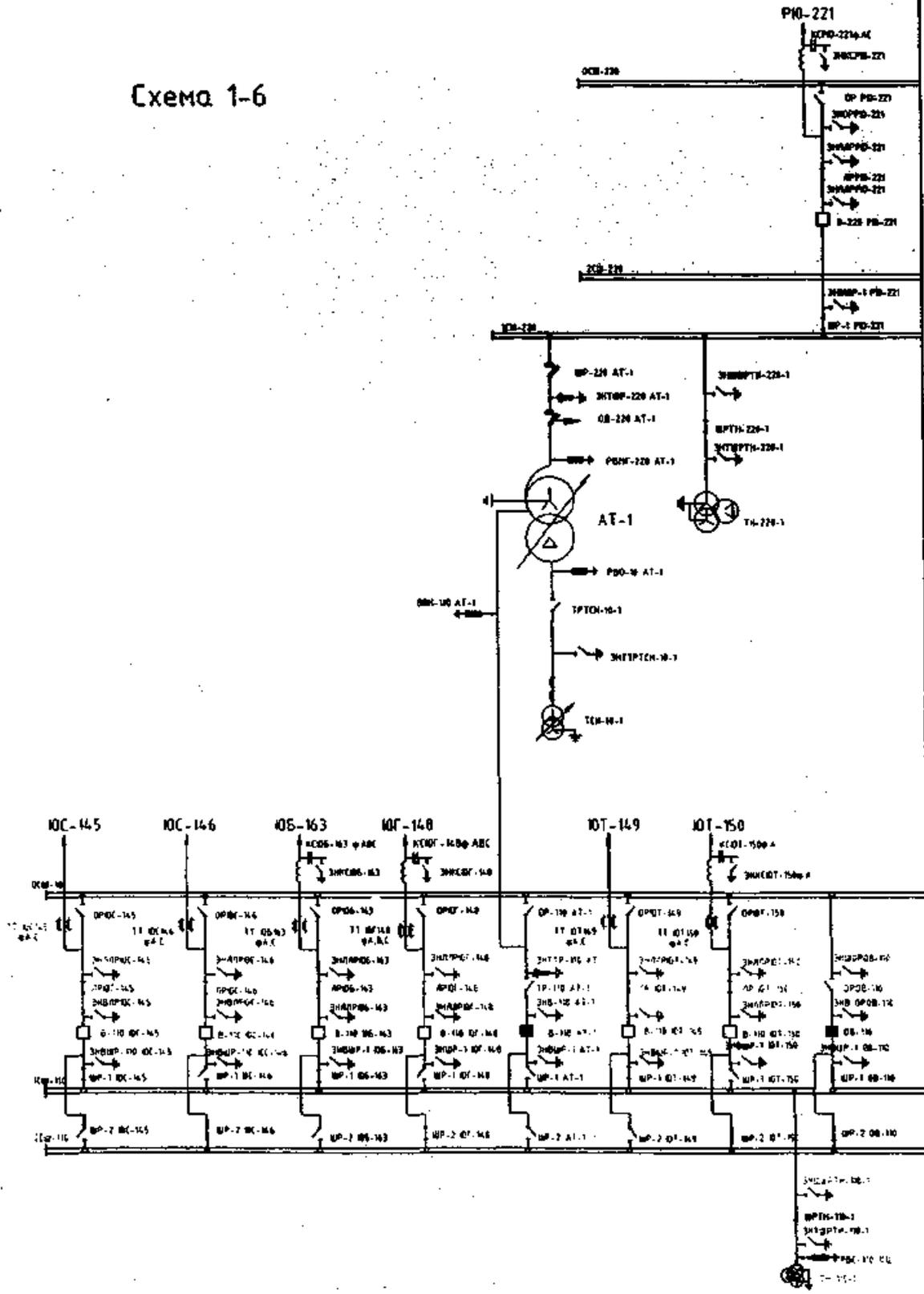
Схема 1-5

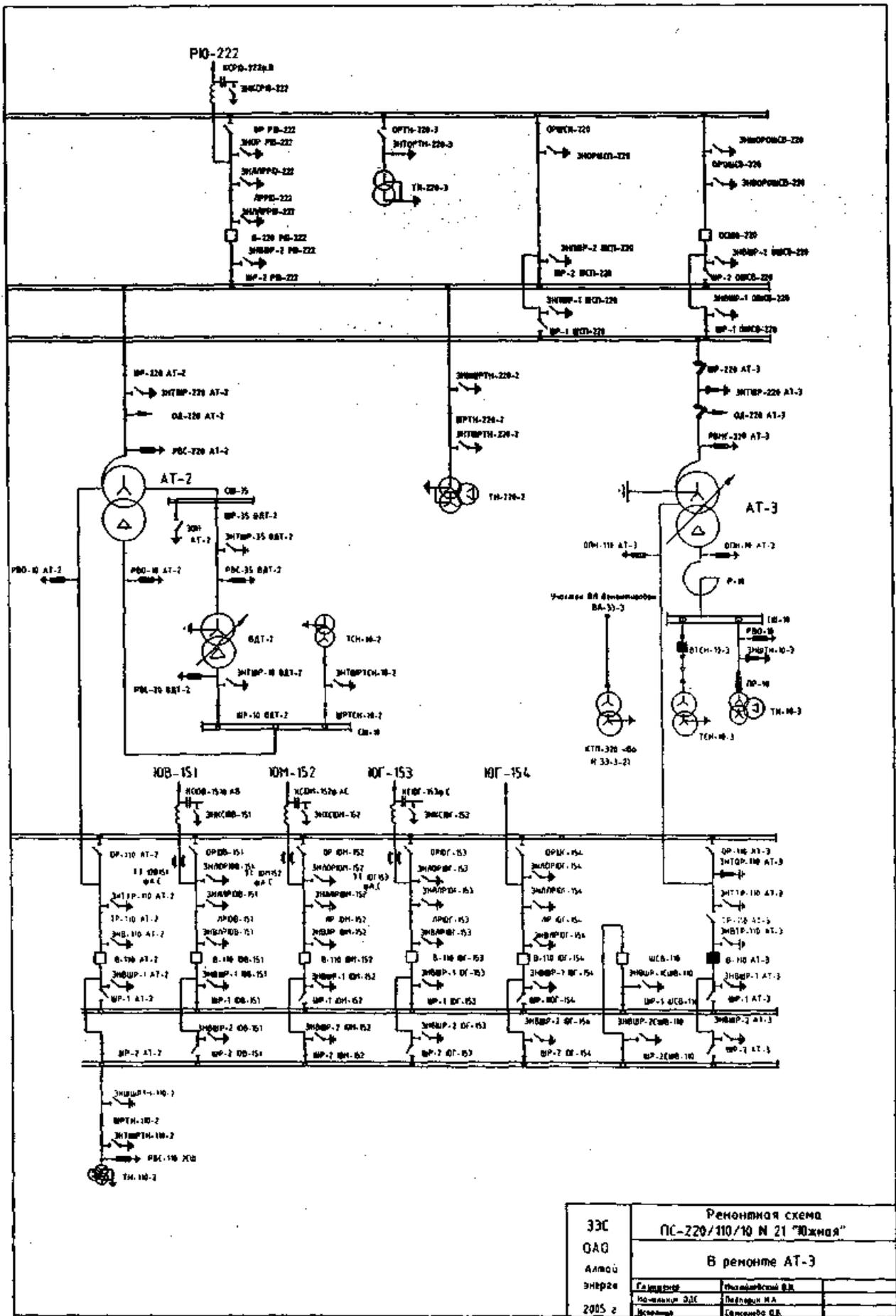




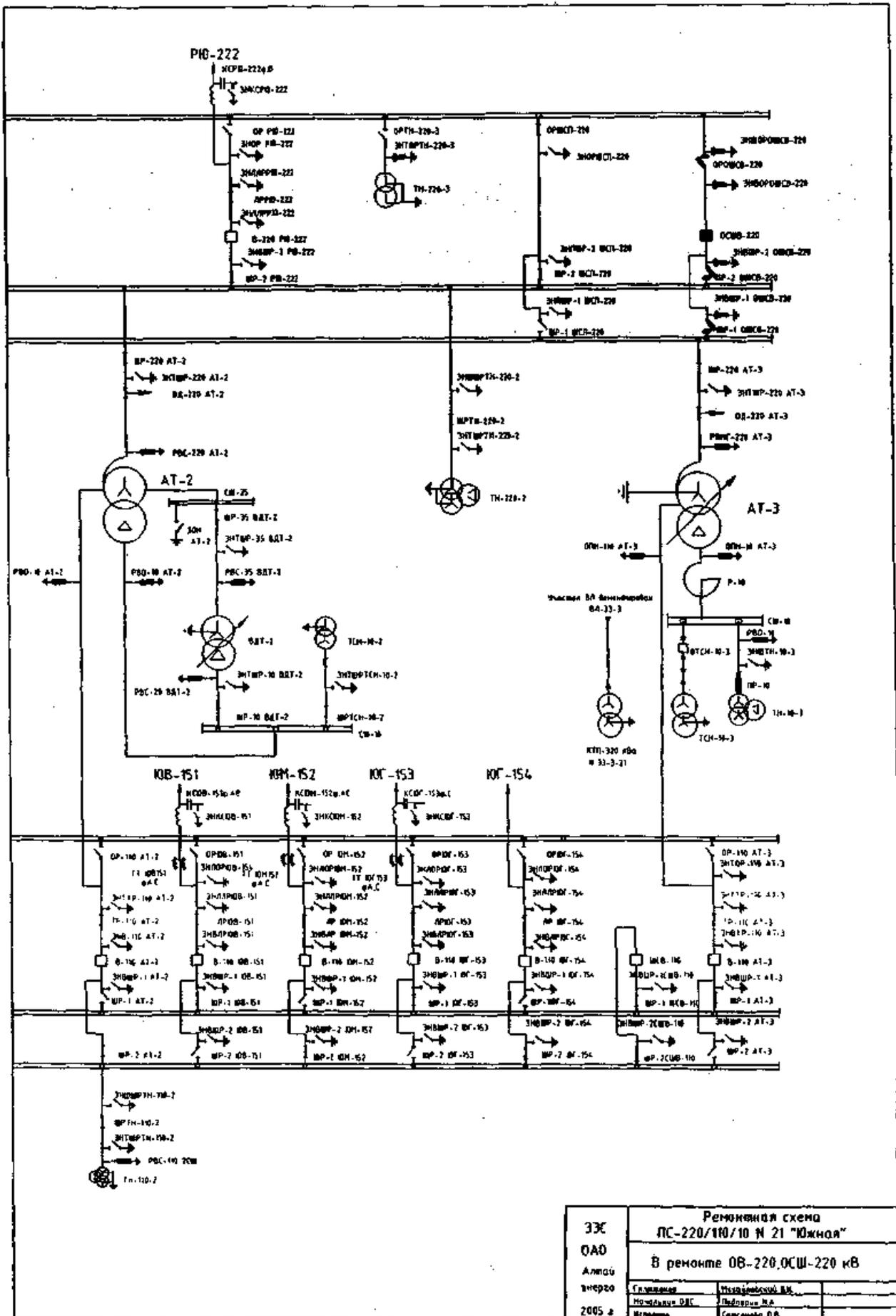
33С 0А0 АлтЭЭ Энерго 7085 г	Ремонтная схема ПС-220/110/10 № 21 "Южная"	
	В ремонте 2 СШ-220	
	Составитель	Инженер-электрик
	Проверил	Инженер-электрик
	Утвердил	Инженер-электрик

Схема 1-6

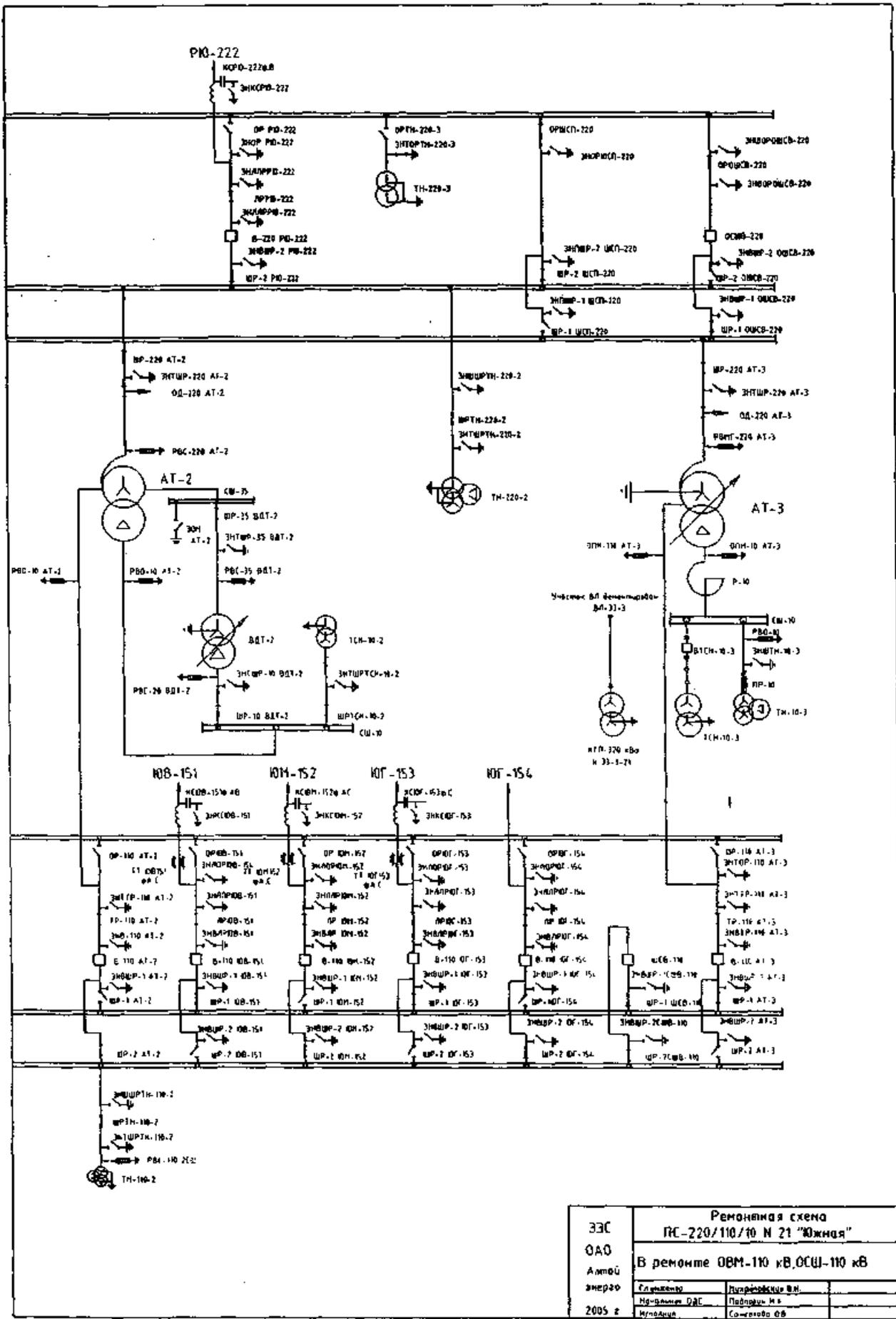




ЗЭС ОАО Алтай Энерга 2005 г	Ремонтная схема ПС-220/110/10 № 21 "Южная"	
	В ремонте АТ-3	
Генератор	Полковников В.В.	
Инженер ЗЭС	Полковник И.А.	
Инженер	Савицкий В.В.	

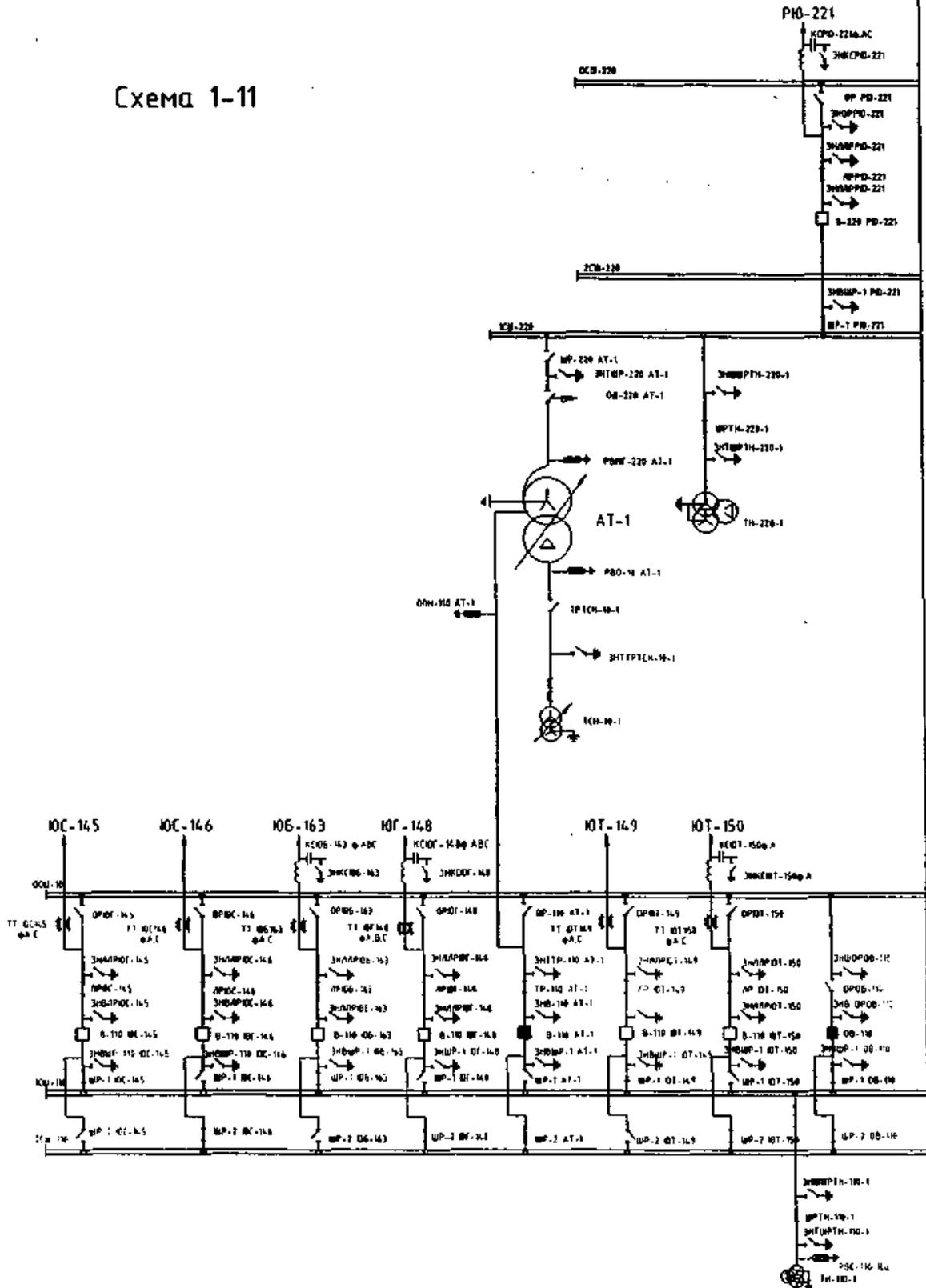


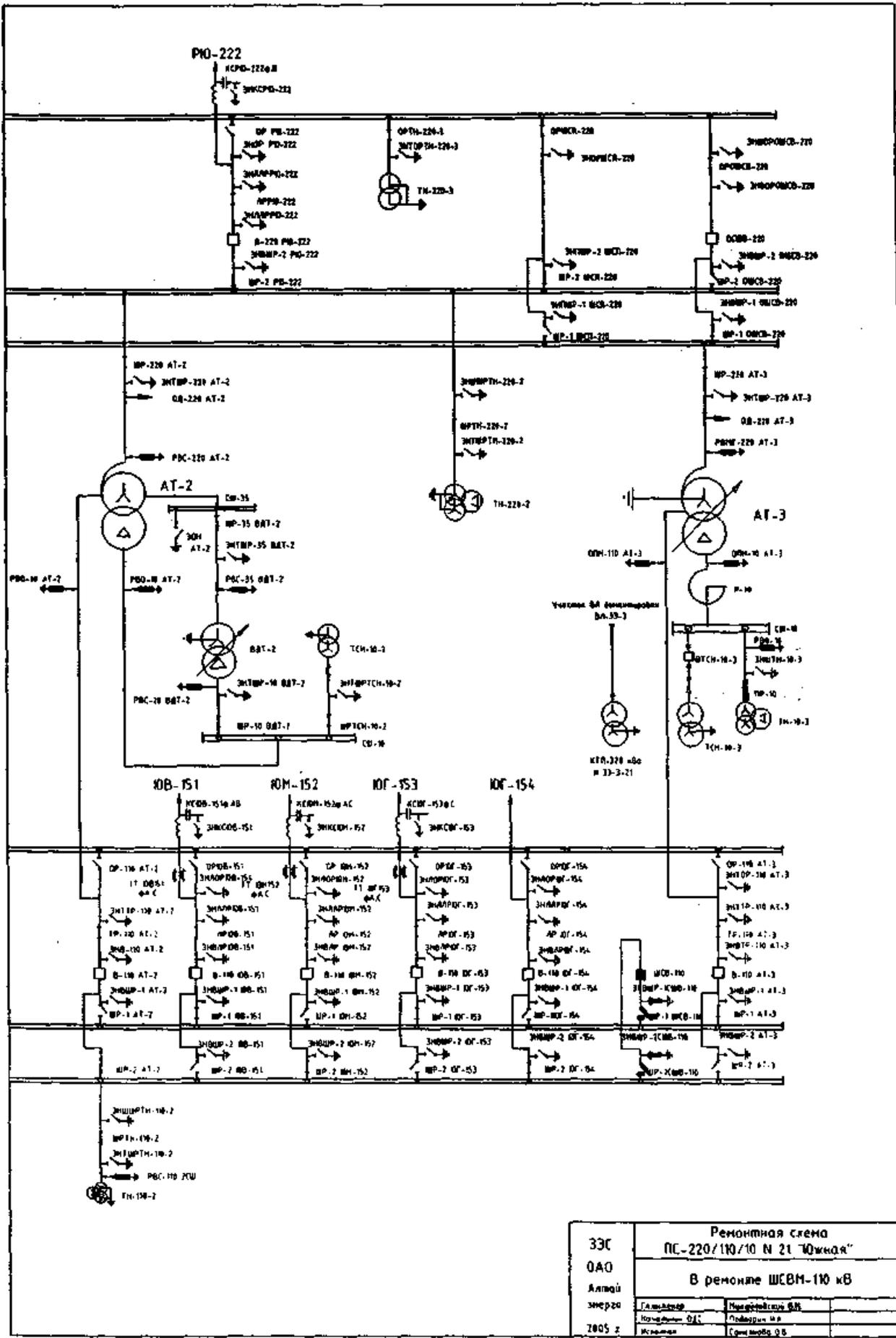
ЗЭС ОАО Алтаи энерго 2005 г	Ремонтная схема ПС-220/110/10 № 21 "Южная"	
	В ремонте ОВ-220, ОСШ-220 кВ	
	Главный инженер	Инженер по электротехнике
	Начальник ОЭС	Подпись М.А.
	Инженер	Селевский О.В.



ЭС	Ремонтная схема	
	ПС-220/110/10 N 21 "Южная"	
ОАО	В ремонте ОВМ-110 кВ, ОСШ-110 кВ	
Алтай	Глушкова	Дуровские В.И.
энерго	Муромцев Д.А.	Падарин М.С.
2005 г	Иванова	Солнцева О.В.

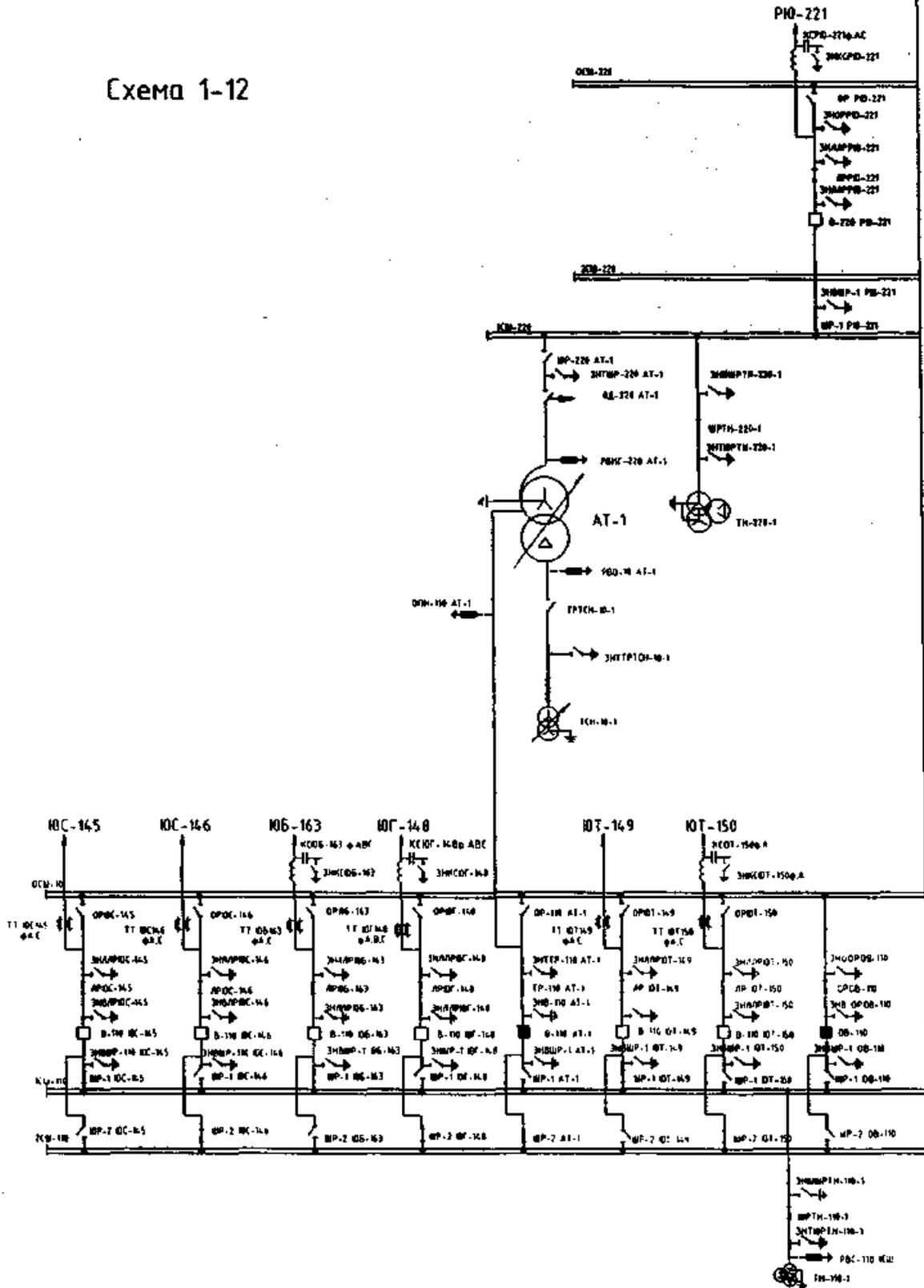
Схема 1-11

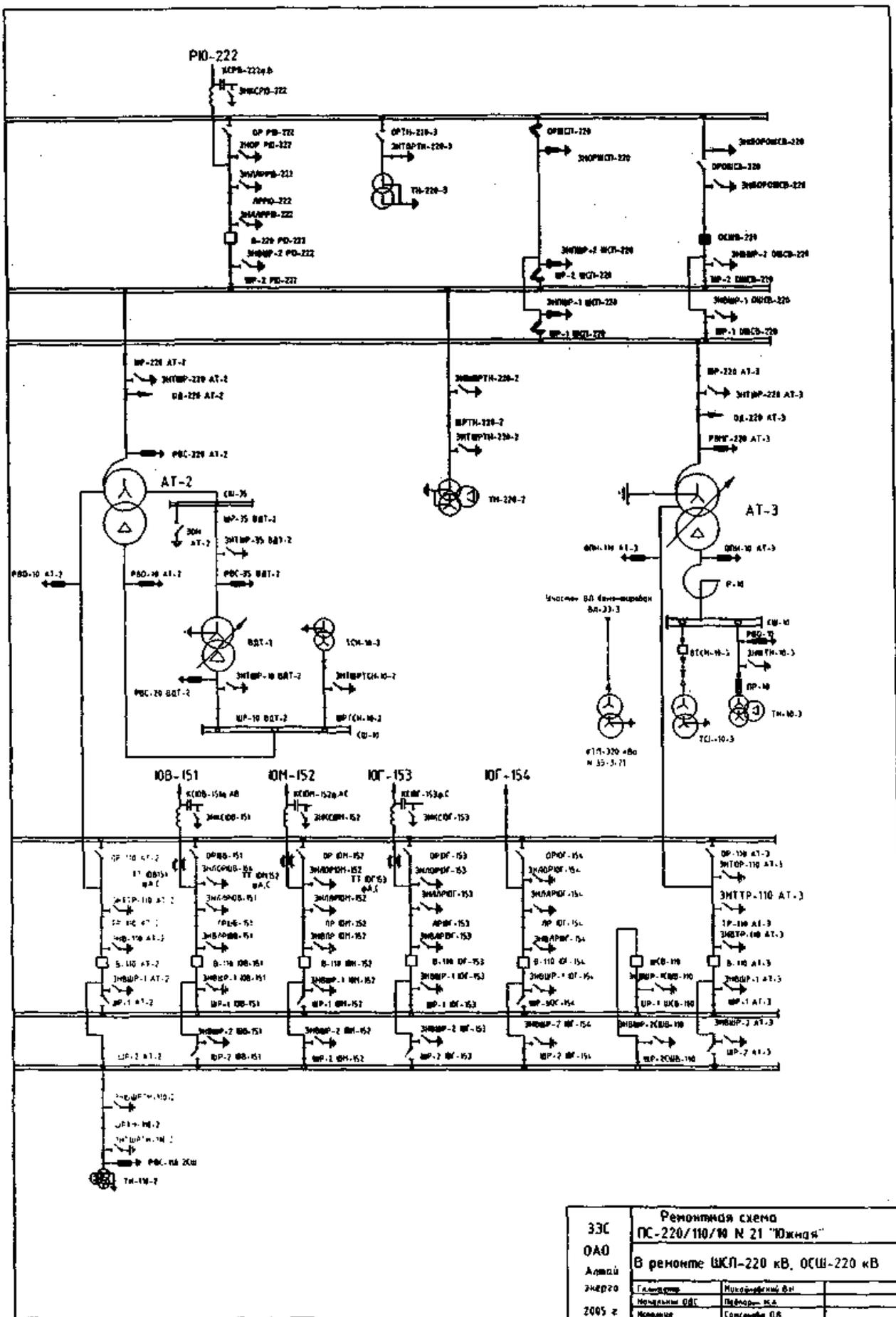




33С 0А0	Ремонтная схема ПС-220/110/10 № 21 "Южная"	
	В ремонте ШВМ-110 кВ	
Алтай энерга	Генеральный инженер О.А.	Начальник С.В.
2005 г.	Исполнитель	Составил С.В.

Схема 1-12





ЗЭС ОАО Ленлай Энерго 2005 г.	Ремонтная схема ПС-220/110/10 N 21 "Южная"	
	В ремонте ШСЛ-220 кВ, ОСШ-220 кВ	
	Генератор	Маслобенный ВМ
	Наземный СВЧ	Полупров. КС
	Исполнитель	Секретарь ДБ

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

<p>_____</p> <p>(энергосистема)</p> <p>_____</p> <p>(предприятие)</p>	<p>ТИПОВАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 10-17 НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ЯЧЕЙКИ КСО С ТРАНСФОРМАТОРОМ НАПРЯЖЕНИЯ</p>	<p style="text-align: center;">УТВЕРЖДАЮ</p> <p>_____</p> <p>(должность) _____</p> <p style="text-align: right;">(ф.и.о.)</p> <p style="text-align: right;">_____</p> <p style="text-align: right;">(подпись)</p> <p>” ____ ” _____ 20__ г</p>
<p style="text-align: center;">СОСТАВ БРИГАДЫ</p>	<p style="text-align: center;">УСЛОВИЯ ТРУДА И МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ</p>	<p style="text-align: center;">НОРМА ВРЕМЕНИ</p>
<p>Электрослесари 4-го разряда - I, 3-го разряда - I, 2-го разряда - I</p>	<p>При совмещении ячейки с вводом нижнюю дверцу запереть на замок и вывесить плакат. Ремонт с разборкой разрядников и трансформатора напряжения выполнять в мастерской. Работы выполнять в соответствии с действующими "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок"</p>	<p>На ремонт одной ячейки КСО: с разрядником - 2 чел.-ч; без разрядника - 9,3 чел.-ч</p>
<p style="text-align: center;">ИНСТРУМЕНТ</p>	<p style="text-align: center;">ПРИБОРЫ, ПРИСПОСОБЛЕНИЯ И ЗАЩИТНЫЕ СРЕДСТВА</p>	<p style="text-align: center;">МАТЕРИАЛЫ И ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ</p>
<p>Гаечные ключи 7-30 мм.....2 компл. Отвертка.....3 шт. Плоскогубцы.....3 шт. Плоский напильник № 3.....I шт. Плоский напильник № 4.....I шт. Молоток.....I шт. Трубный разводной ключ № I.....I шт. Металлическая линейка 0-500 ммI шт. Электродрель.....I шт. Набор сверл диаметром 3-9 мм ...I компл. Металлическая щетка.2 шт. Слесарные тиски.....I шт.</p>	<p>Шнур-удлинитель.....I шт. Трансформатор 220/12 В.....I шт. Штангенциркуль ШЦ-II.....I шт. Мегаомметр на 1000 ВI шт. Указатель напряжения УВН-10.....I шт. Диэлектрические перчатки.....2 пары Переносное заземление трехфазное.....I шт. Плакаты по технике безопасностиI компл. Защитная каска.....3 шт. Защитные очки.....I шт. Аптечка.....I шт.</p>	<p>Смазка ГОИ-54п.....0,2 кг Обтирочная ветошь.....1,0 кг Шлифовальная шкурка (тип I).....1,0 м погонной длины Краска (серая) ПФ-115.....2,5 кг Краска (красная, зеленая, желтая).....0,2 кг Бакелитовый лак воздушной сушки.....0,2 кг Опорный изолятор.....2 шт. Крепежные детали (болты, гайки).....0,5 кг Электролампы 25-40 Вт.....2 шт.</p>

ТИПОВАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 10-18				
ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОСТЬ ОПЕРАЦИЙ	ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ		ПРИЕМО-СДАТОЧНЫЕ ИСПЫТАНИЯ	
	КОНТРОЛИРУЕМЫЕ ПАРАМЕТРЫ	НОРМА	ХАРАКТЕРИСТИКА	НОРМА
<p>1. До вывода ячейки трансформатора собственных нужд в капитальный ремонт: выявить по эксплуатационным записям, какие дефекты и неисправности наблюдались в работе оборудования.</p> <p>2. Оформление наряда, допуск бригады.</p> <p>3. Расшиновка трансформатора, измерение изоляционных характеристик, отбор проб масла с одновременной проверкой работы маслоуказателя.</p> <p>4. Очистка оборудования и трансформатора от пыли, проверка отсутствия течи арматуры, неплотностей фланцев, течи в сварных швах, нарушение армировки изоляторов.</p> <p>5. Выкатывание и замена (при необходимости вскрытие) трансформатора собственных нужд.</p> <p>6. Ремонт фарфоровой изоляции, ошиновки ячейки и болтовых контактных соединений.</p> <p>7. Ремонт держателей (губок) предохранителей.</p> <p>8. Ремонт коммутирующих аппаратов, предохранителей, аппаратуры ячейки собственных нужд.</p> <p>9. Ревизия и ремонт секции шин 0,4 кВ собственных нужд.</p> <p>10. Сборка схемы, включение оборудования ячейки.</p> <p>11. Оформление окончания работ</p>	<p>Площадь допустимых сколов на поверхностях фарфоровых изоляторов, мм² не более.....</p>	50	<p>Наименьшее пробивное напряжение трансформаторного масла, кВ.....</p> <p>Если пробивное напряжение масла снизилось по сравнению с требуемым не более чем на 5 кВ, необходимо дополнительно измерить C_2/C_{50} которое не должно превышать значений U_H обмоток..... 10 20 30</p> <p>C_2/C_{50}.....1,1 1,2 1,3</p> <p>При капитальном ремонте трансформатора с полной сменой обмоток к изоляция испытание изоляции обмоток обязательно. Значение испытательного напряжения, кВ</p>	20
	<p>Глубина сколов, мм, не более</p>	2	<p>для $U_H=6$ кВ.....</p> <p>для $U_H=10$ кВ</p> <p>(В знаменателе указаны испытательные напряжения для облегченной изоляции). Значение испытательного напряжения при частичной смене обмоток или реконструкции трансформатора принимается 0,9 значения испытательного напряжения при полной смене обмоток</p>	24/16
	<p>Сколы очистить, покрыть бакелитовым лаком</p> <p>воздушной сушки</p>		<p>при проведении осмотра активной части провести испытание напряжением 1 кВ изоляции доступных стержневых шпилек, прессирующих колец и яровых балок продолжительностью 1 мин.</p> <p>Испытание изоляции первичных цепей ячеек повышенным напряжением в течение $I_{мин}$, кВ</p> <p>для $U_H=6$ кВ.....</p> <p>Для $U_H=10$ кВ.....</p>	35/24
	<p>Сопrotивление изоляции обмоток трансформатора, МОм, не более, при: температуре обмоток</p> <p>t °C 10 20 30 40 50 60 70</p> <p>R₆₀ 450 300 200 130 90 60 40</p> <p>R₆₀ / R₁₅ при температуре обмоток от 10 до 30°C, не менее.....</p>	1,3	<p>Испытание рекомендуется проводить до подсоединения силовых кабелей при смонтированных ячейках.</p> <p>Испытание изоляции вторичных цепей ячеек повышенным напряжением(в течение $I_{мин}$), кВ</p>	1,0
	<p>Механические примеси и следы воды в трансформаторном масле</p>	Не допускается		

		УТВЕРЖДАЮ	
_____	ТИПОВАЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ КАРТА № 10-18 НА КАПИТАЛЬНЫЙ РЕМОНТ ЯЧЕЙКИ КСО С ТРАНСФОРМАТОРОМ СОБСТВЕННЫХ НУЖД	_____	_____
(энергосистема)		(должность)	(ф.и.о.)
_____		” ” _____	(подпись) 20__ г
_____	(предприятие)		
СОСТАВ БРИГАДЫ	УСЛОВИЯ ТРУДА И МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ	НОРМА ВРЕМЕНИ	
Электрослесари 4-го разряда - I, 3-го разряда - I, 2-го разряда - I	Запереть привод шинного разъединителя на замок. Шинный разъединитель ремонтируется при ремонте секции сборных шин. Работу выполнять в соответствии с действующими "Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок" и местами инструкциями.	На ремонт одной ячейки КСО - 24 чел.-ч;	
ИНСТРУМЕНТ	ПРИБОРЫ, ПРИСПОСОБЛЕНИЯ И ЗАЩИТНЫЕ СРЕДСТВА	МАТЕРИАЛЫ И ЗАПАСНЫЕ ЧАСТИ	
Гаечные ключи 7-30 мм.....1 компл. Отвертка.....3 шт. Плоскогубцы.....3 шт. Плоский напильник №3.....I шт. Плоский напильник № 4I шт. Молоток2шт. Трубный разводной ключ № I.....I шт. Металлическая линейка 0-500 мм .I шт. Электродрель.....Iшт. Набор сверл диаметром 3-9 ммI компл. Лейка.....I шт. Металлическая щетка.2 шт. Слесарные тискиI шт. Волосная кисть КФП.....4 шт. Зубило слесарное.....I шт. Противень.....I шт. Емкость для масла 12-25 л.....I шт. Ведро оцинкованное.....I шт.	Шнур-удлинитель I шт. Трансформатор 220/12 ВI шт. Мегаомметр на 1000 ВI шт. Мегаомметр на 2500 ВI шт. Банка стеклянная с притертой пробкой для отбора пробы масла (0,5 л).....I шт. Указатель напряжения УВН-10.....I шт. Диэлектрические перчатки.....2 пары Переносное заземление трехфазное.....I шт. Плакаты по технике безопасностиI компл. Защитная каска3 шт. Защитные очки.....3 шт. Аптечка.....I шт.	Смазка ГОИ-54п0,2 кг Обтирочная ветошь1,0 кг Шлифовальная шкурка (тип I)1,0 м погонной длины Краска (серая) ПФ-1152,5 кг Краска (красная, зеленая, желтая)0,2 кг Бакелитовый лак воздушной сушки.....0,2 кг Опорный изолятор.....2 шт. Крепежные детали (болты, гайки).....0,5 кг Электролампы 25-40 Вт.....2 шт. Предохранители ПК-10 или ПК-6.....2 шт.	

ТИПОВАЯ КАРТА ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА НА ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ЗАЗЕМЛЕНИЯ ОПОР ВЛ 35, 110 кВ И С ОТСОЕДИНЕНИЕМ ТРОСОВ НА ОПОРЕ, ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ						№ 4 Шифр ВС- ЛР
Состав бригады	Группа по электробезопас- ности	Разряд	Принятое условное обозначение	Количество чел.	Всего, чел.	Норма времени, чел.-ч
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи - производитель работ	1У 4	4	Э ₄	1	2	На I опору 1,5
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи	1У 4	3	Э ₃	1		
Защитные средства	Требования и инструктивные указания по технике безопасности			Особые условия проведения работы		
Специальное заземление со штангой для троса 2 компл Предохранительный монтерский пояс2 шт Диэлектрические перчатки2 пары Защитная каска2 шт Плакаты по Т Б.....I компл Рукавицы брезентовые2 шт Огнетушитель углекислотныйI шт (в сухое время года)	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 В. Инструкция по измерителю сопротивления заземления.			Подъем до верха опоры, при расстоянии менее 1,5м от тела стойки опоры до проводов, находящихся под напряжением, запрещается. На период выполнения операции по изолированию от земли грозозащитного троса, на него должно быть наложено специальное заземление со штангами для троса.		
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСНАЩЕНИЕ РАБОТЫ						
Комплектующие изделия и материал	Приспособления, инструмент, инвентарь					
	Блоки с бесконечным хлопчатобумажным канатомI компл. Якорь с приваренным фигурным крюком.....I шт Прибор для измерения сопротивления заземления М-416 или МС-08.....I шт. Комплект соединительных проводов электродов.....I компл. Приспособление для изолирования тропа от опоры, применяемое на предприятии.....2 шт. Ведомость измерения сопротивления опорI шт.			Комплект личного инструмента МИ- 64I комп Лазы.....2 пары Лопата.....I шт Бачок для питьевой воды.....I шт. Мыло хозяйственное.....I кус. Личное полотенце.....2 шт. Аптечка.....1 шт.		
Механизмы						
ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ						

ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТЫ			
Код	Исполнитель	Содержание операций	Рисунок
0-1	Э ⁴ Э ³	Получить наряд и оформить разрешение приступить к работе. Провести инструктаж бригады по технике безопасности на месте работы.	<p>Измерение сопротивления заземления опоры с отсоединением троса на опоре 1 - опора 2 - бесконечный канат 3 - заземление для троса 4 - изолирующее устройство</p>
1-2	Э ⁴ Э ³	Проверить исправность инструмента, защитных средств. Забить в землю токовый и потенциальный электроды, собрать схему измерения без присоединения к заземлителю. Допустить бригаду к производству работы.	
2-5	Э ³	Подняться на лазах и закрепить верхний блок бесконечного каната к тросостойке, а нижний блок закрепить к предварительно забитому в земле якорю. Поднять по бесконечному канату специальное заземление со штангами для троса. Наложить специальное заземление на грозозащитный трос. Поднять приспособление для изолирования троса от опоры. Установить приспособление на тросостойку. Освободить трос от поддерживающего зажима. Снять специальное заземление с грозозащитного троса	
5-6	Э ⁴ Э ³	Подсоединить схему к заземлению. Настроить прибор. Произвести измерения записать результаты измерения в ведомость замеров. Отсоединить схему от заземлителя.	
6-7	Э ⁴ Э ³	Вынуть из земли электроды, разобрать схему	
7-10	Э ³	Наложить специальное заземление на грозозащитный трос. Возвратить трос в рабочее положение. Снять приспособление для изолирования троса от опоры. Опустить на землю по бесконечному канату специальное заземление приспособление для изолирования троса. Снять такелажные приспособления.	
10-11	Э ⁴ Э ³	Убрать рабочее место. Оформить окончание работы.	
10-11	Э ⁴ Э ³	Примечание. Производитель работ ведет с земли надзор за соблюдением работающим порядка производства работы и правил ТБ.	
Карту откорректировал применительно к местным условиям:		Согласовано:	Утвердил:
		Изменения:	

ТИПОВАЯ КАРТА ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА НА ИЗМЕРЕНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ОПОР ВЛ 35 , 110 кВ С ОТСОЕДИНЕНИЕМ КОНТУРА ЗАЗЕМЛЕНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ						№ 5 Шифр ВС-ЛР
Состав бригады	Группа по электробезоп асности	Разряд	Принятое условное обозначение	Количество чел.	Всего, чел.	Норма времени, чел.-ч
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи - производитель работ	1У 4	4	Э ₄	1		На I опору 0,8
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи	111 3	3	Э ₃	1	2	
Защитные средства	Требования и инструктивные указания по технике безопасности			Особые условия проведения работы		
Переносное однофазное заземление со штангой I шт Диэлектрические перчатки.....2 пары Защитная каска.....2 шт Рукавицы брезентовые.....2 шт Огнетушитель углекислотныйI шт (в сухое время года)	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок Инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 В Инструкция по измерителю сопротивления заземления.			На период выполнения операции по отсоединению и обратному присоединению металлической опоры от заземлителя или заземляющего спуска грозозащитного троса место разъема должно быть предварительно зашунтировано однофазным переносным заземлением со штангой.		
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСНАЩЕНИЕ РАБОТЫ						
Комплекующие изделия и материал	Приспособления, инструмент, инвентарь					
	Якорь с приваренным фигурным крюком.....I шт. Прибор для измерения сопротивления заземления М-416 или МС-08.....I шт. Комплект соединительных проводов.....I компл. Комплект личного инструмента МИ-64.....2 комп. Ведомость измерения сопротивления опорI шт. Кувалда 0,5кг.....I шт. Лопата.....I шт. Бачок для питьевой воды.....I шт.			Фляга с водой для умыванияI шт Мыло хозяйственноеI кус. Личное полотенце.....2 шт. Аптечка.....1 шт.		
Механизмы						

ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ



ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТЫ

Код	Исполнитель	Содержание операций	Рисунок
0-1	Э4Э3	Получить наряд и оформить разрешение приступить к работе. Провести инструктаж бригады по технике безопасности на месте работы.	
1-2	Э4Э3	Подготовка к работе материала, инструмента, защитных средств. Проверить исправность инструмента, защитных средств. Допустить бригаду к производству работы.	
2-5	Э3	Забить в землю токовый и потенциальный электроды, собрать схему измерения без присоединения к заземлителю.	
3-4	Э4	Наложить переносное однофазное заземление на тело опоры или на заземляющий спуск грозозащитного троса. Отсоединить опору или заземляющий спуск от заземлителя.	
5-6	Э4Э3	Подсоединить схему к заземлителю. Снять переносное однофазное заземление с тела опоры или заземляющего спуска. Настроить прибор. Произвести измерения записать результаты измерений в ведомость замеров. Наложить переносное однофазное заземление на тело опоры. Отсоединить схему от заземления.	
6-9	Э3	Вынуть из земли электроды, разобрать схему.	
7-8	Э4	Подсоединить опору или заземляющий спуск к заземлителю. Снять переносное однофазное заземление с тела опоры или с заземляющего спуска.	
9-10	Э4Э3	Убрать рабочее место. Оформить окончание работы.	

На деревянной опоре

На металлической опоре

Измерение сопротивления заземления опоры с отсоединением контура заземления
 1 - стойка опоры; 2 - плащечный зажим;
 3 - заземляющий спуск;
 4 - переносное заземление; 5 - вывод заземляющего контура; 6 - пояс металлической опоры; 7 - ушко

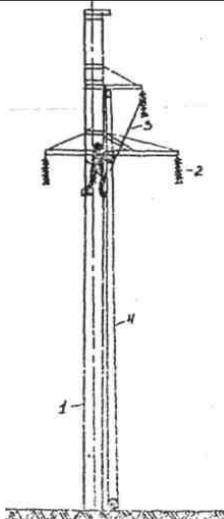
Карту откорректировал применительно к местным условиям:	Согласовано:	Утвердил:	Изменения:
---	--------------	-----------	------------

ТИПОВАЯ КАРТА ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА НА ПРОВЕРКУ ИЗОЛЯТОРОВ ВЛ 35 , 110 кВ ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ ШТАНГОЙ С ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОДНОЦЕПНЫХ ОПОР ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ						№ 2 Шифр ВС-ЛР
Состав бригады	Группа по электробезопасности	Разряд	Принятое условное обозначение	Количество чел.	Всего, чел.	Норма времени, чел.-ч
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи - производитель работ	1У 4	4	Э ₄	1	2	На I опору.....35 кВ 110 кВ поддерживающая одноцепная гирлянда.....0,84 1,5 натяжная гирлянда.....1,1....1,6
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи	1У 4	3	Э ₃	1		
Защитные средства	Требования и инструктивные указания по технике безопасности		Особые условия проведения работы			
Измерительная штанга.....1 шт Предохранительный монтерский пояс2 шт Защитная каска2 шт Плакаты по Т Б..... 1 компл Огнетушитель углекислотный.....1 шт (в сухое время года)	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Инструкция по эксплуатации воздушных ЛЭП напряжением выше 1000 В. Инструкция по работе с универсальной штангой контроля изоляции.		Запрещается работа с измерительной штангой при тумане, дожде, мокром снегопаде. При производстве работ с опоры электромонтер не должен приближаться к находящимся под напряжением проводу к арматуре на расстояние менее: 0,6 м на ВЛ 35 кВ 1,0 м на ВЛ 110 кВ - Запрещается проверка изоляторов измерительной штангой при наличии в гирлянде 50 % дефектных изоляторов.			
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСНАЩЕНИЕ РАБОТЫ						
Комплекующие изделия и материал	Приспособления, инструмент, инвентарь					
	Блоки с бесконечным хлопчатобумажным канатом ϕ 15 мм, длиной 50-70 м 1 компл. Якорь с приваренным фигурным крюком..... 1 шт Ведомость замеров линейной изоляции.....1 шт. Лазы.....2 пары Комплект личного инструмента МИ-64.....2 комп			Бачок для питьевой воды.....1 шт. Фляга с водой для умывания..... 1 шт Мыло хозяйственное.....1 кус. Личное полотенце.....2 шт. Аптечка.....1 шт.		
Механизмы						
-						

ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ



ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТЫ

Код	Исполнитель	Содержание операций	Рисунок
0-1	Э.Э. 4 3	Получить наряд и оформить разрешение приступить к работе. Провести инструктаж бригады по Т Б на месте работы.	 <p>Проверка изоляторов измерительной штангой с железобетонных опор 1 - железобетонная опора 2 - изоляторы 3 - измерительная штанга 4 - бесконечный канат</p>
1-2	Э.Э. 4 3	Собрать измерительную штангу, подготовить ее к производству измерений. Проверить исправность инструмента, защитных средств. Допустить бригаду к производству работы	
2-5	Э. 3	Подняться на лазах и закрепить верхний блок бесконечного каната к верхней траверсе опоры, а нижний - к предварительно забитому в землю якорю	
5-6	Э. 3	Поднять по бесконечному канату измерительную штангу, удерживая ее в вертикальном положении рабочей частью вверх. Электромонтеру отвязать штангу. Произвести проверку изоляторов верхней гирлянды в направлении от траверсы к проводу, опуститься по опоре ниже, произвести измерения на нижних гирляндах. Записать результаты измерения в ведомость замеров. Опустить на землю по бесконечному канату измерительную штангу.	
6-7	Э. 3	Снять такелажные приспособления	
7-8	Э.Э. 4 3	Убрать рабочее место. подготовить измерительную штангу к транспортировке. Оформить окончание работы.	
<p>Примечание. Производитель работ ведет с земли надзор за соблюдением работающим порядка производства работы и прав Т Б</p>			

Карту откорректировал применительно к местным условиям:

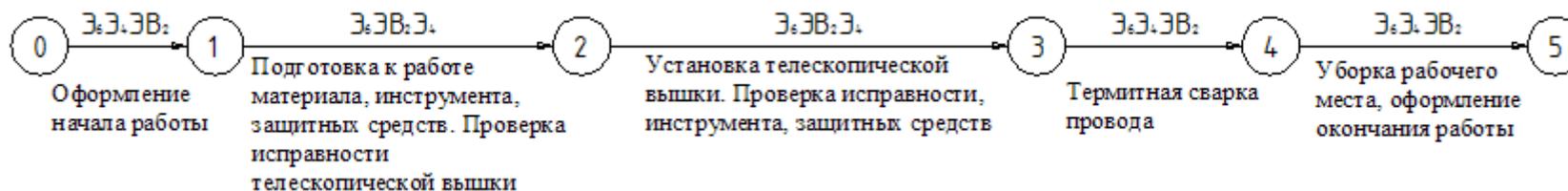
Согласовано:

Утвердил:

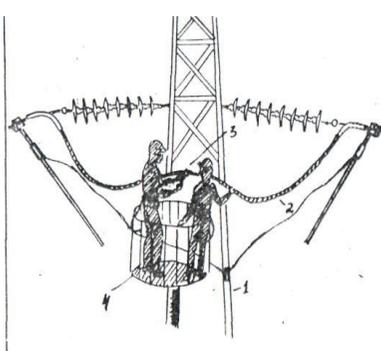
Изменения:

ТИПОВАЯ КАРТА ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА НА ТЕРМИЧЕСКУЮ СВАРКУ ПРОВОДОВ В ШЛЕЙФАХ АНКЕРНЫХ ОПОР ВЛ 35 , 110 кВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕЛЕСКОПИЧЕСКОЙ ВЫШКИ СО СНЯТИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ						№ 3 Шифр ВС-ЛР	
Состав бригады	Группа по электробезопасности	Разряд	Принятое условное обозначение	Количество чел.	Всего, чел.	Норма времени, чел.-ч	
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи - производитель работ.	5	6	Э ₆	1	2	На I соединитель для проводов сечением: до 95 мм ² -2,2; 185-240.мм ² – 2,5	
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи.	4	4	Э ₄	1			
Водитель телескопической вышки (совмещающий профессию электромантера).	3	2	ЭВ ₂	1			
Защитные средства	Требования и инструктивные указания по технике безопасности			Особые условия проведения работы			
Переносное трехфазное заземление со штангами для ВЛ.....2 компл Указатель напряжения УВН-90.....1 шт Предохранительный монтерский пояс2 шт Диэлектрические перчатки3 пары Очки защитные с темными стеклами.....2 шт Защитная каска.....3 шт Плакаты по Т Б.....1 компл Огнетушитель углекислотный.....1 шт Переносное заземление для телескопической	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 В. Инструкция по термитной сварке проводов воздушных линий электропередачи			При обращении с термитными патронами, спичками и бензином всегда следует помнить, что они огнеопасны. Не допускается работа телескопической вышки при скорости ветра более 10 м /с			
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСНАЩЕНИЕ РАБОТЫ							
Комплекующие изделия и материал		Приспособления, инструмент, инвентарь					
Термитный патрон.....1 компл. Термоспички1 кор. Бензин Б-70.....0,3 кг Асбест шнуровой1,0 м Проволока бандажная.....1,0 м Ветошь.....0,2 кг		Блоки с бесконечным хлопчатобумажным канатом1 компл. Якорь с приваренным фигурным крюком.....1 шт Приспособление для соединения проводов термитной сваркой (сварочные клещи ПСП-2).....1 шт Комплект личного инструмента МИ-64.....2 компл Прибор для измерения скорости ветра – анемометр1 шт			Фляга с водой для умывания1 шт. Мыло хозяйственное.....1 кус. Личное полотенце.....3 шт. Аптечка1 шт.		
Механизмы							
Телескопическая вышка.....1 шт							

ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ



ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТЫ

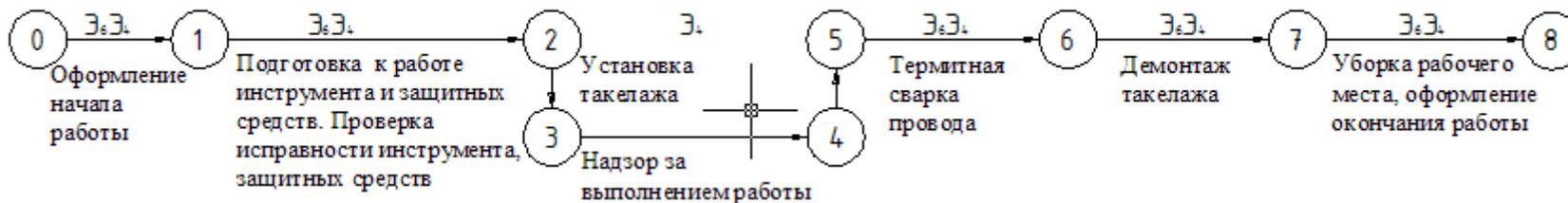
Код	Исполнитель	Содержание операций	Рисунок	
0-1	Э ЭВ Э 6 2 4	Получить наряд и оформить разрешение приступить к работе. Провести инструктаж бригады по Т Б, на месте работы.	 <p>Термитная сварка провода в шлейфе анкерной опоры. 1 – опора; 2 – шлейф провода; 3 – сварочные клещи; 4 – корзина телескопической вышки</p>	
1-2	Э Э ЭВ 6 4 2	Проверить исправность телескопической вышки путем опробования ее вхолостую, вдали от проводов, находящихся под напряжением. Подготовить к работе комплектующие изделия и материал, инструмент, приспособления.		
2-3	Э Э ЭВ 6 4 2	Установить телескопическую вышку для выполнения работы, заземлить её. Проверить исправность инструмента, защитных средств.		
3-4	Э ЭВ Э 6 2 4	Электромонтёрам подняться в корзину телескопической вышки. Поднять в корзину канатом, инструмент, приспособления, защитные устройства. Поднять корзину вверх к проводам. Электромонтеру-производителю работ проверить отсутствие напряжения, наложить переносные заземления на провода с двух сторон ремонтируемого шлейфа. Допустить бригаду к производству работы. Очистить провод шлейфа от грязи, наложить на него бандажи и разрезать провод между бандажа ми. Запилить напильником заусенцы и торцы провода. Обезжирить сращиваемые концы бензином. Очистить концы провода и завести их поочередно в кокиль патрона. Наложить у концов кокиля уплотнения из шнурового асбеста и вставить концы провода с термитным патроном в сварочные клещи, зажав его винтами. Зажечь термитный патрон и проследить за равномерной подачей обоих концов провода. После сварки удалить шлак и дать остыть кокилю. Проверить качество сварки. Снять переносные заземления. Опустить корзину вниз.		
4-5	Э ЭВ Э 6 2 4	Убрать рабочее место, привести телескопическую вышку в транспортное положение. Оформить окончание работы.		
Карту откорректировал применительно к местным условиям:		Согласовано:	Утвердил:	Изменения:

ТИПОВАЯ КАРТА ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА НА РЕВИЗИЮ ПРОВОДОВ ВЛ 35, 110 кВ НА ПРОМЕЖУТОЧНЫХ ОДНОЦЕПНЫХ ЖЕЛЕЗОБЕТОННЫХ ОПОРАХ СО СНЯТИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ						№ 7 Шифр ВС-ЛР
Состав бригады	Группа по электробезопасности	Разряд	Принятое условное обозначение	Количество чел.	Всего, чел.	Норма времени, чел.-ч
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи - производитель работ	1У 4	4	Э4	1	3	На 1 опору
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи	1У 4	3	Э3	2		ВЛ 35 кВ – 3,0 ВЛ 110 кВ – 3,1
Защитные средства	Требования и инструктивные указания по технике безопасности			Особые условия проведения работы		
Переносное трехфазное заземление со штангами для ВЛI компл Указатель напряжения УВН-90.....I шт Предохранительный монтерский пояс 3 шт Диэлектрические перчатки3 пары Защитная каска3 шт Плакаты по Т БI компл Огнетушитель углекислотныйI шт	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 В.			Запрещается работа на неиспытанной лестнице		
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСНАЩЕНИЕ РАБОТЫ						
Комплекующие изделия и материал	Приспособления, инструмент, инвентарь					
-	Блоки с бесконечным хлопчатобумажным канатом ϕ 15 мм, длиной 50-70 мI компл. Якорь с приваренным фигурным крюком.....I шт Строп из хлопчатобумажной веревкиI шт Приспособление для выемки провода МИ-249.I шт Лестница с рабочей площадкой для работы на поддерживающем зажимеI шт Лазы2 пары			Лопата.....I шт. Бачок для питьевой воды.....I шт. Фляга с водой для умывания.....I шт. Мыло хозяйственное.....I кус. Личное полотенце.....3 шт. АптечкаI шт.		
Механизмы						
-						

ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ			
<pre> graph LR 0((0)) -- Э.Э.Э. --> 1((1)) 1 -- Э.Э.Э. --> 2((2)) 2 -- Э.Э. --> 5((5)) 2 -- Э. --> 3((3)) 3 -- Э. --> 4((4)) 4 -- Э.Э. --> 5 5 -- Э.Э. --> 6((6)) 6 -- Э.Э.Э. --> 7((7)) 7 -- Э.Э.Э. --> 8((8)) </pre>			
ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТЫ			
Код	Исполнитель	Содержание операций	Рисунок
0-1	Э Э Э 4 3 3	Получить наряд и оформить разрешение приступить к работе. Провести инструктаж бригады по Т Б, на месте работы.	<p>Ревизия провода в поддерживающем зажиме</p> <p>1 – опора; 2 –бесконечный канат; 3 – переносное 3х заземление со штангами для ВЛ; 4-приспособление для выемки провода; 5-подвесная люлька</p>
1-2	Э Э Э 4 3 3	Подготовить к работе комплектующие изделия и материал, инструмент приспособления. Проверить исправность инструмента, защитных средств.	
2-5	Э Э 3 3	Электромонтеру поднять и закрепить верхний блок бесконечного каната к верхней траверсе по центру опоры, а нижний блок закрепить к предварительно забитому в землю якорю. Поднять комплектующие изделия, материал, инструмент, приспособления, защитные средства.	
5-6	Э Э Э 4 3 3	Электромонтеру-производителю работ подняться на опору, проверить отсутствие напряжения и наложить переносное заземление на провода ВЛ. Допустить бригаду к производству работы. Поднять по бесконечному канату инструмент, приспособления. Установить лестницу с рабочей площадкой для работы на поддерживающем зажиме. Электромонтеру опуститься на рабочую площадку, закрепиться предохранительной цепью и стропом из капронового фала к траверсе опоры. Установить на провод приспособление для выемки провода. Вынуть провод из поддерживающего зажима провести ревизию провода. Установить провод в поддерживающем зажиме. Снять приспособление для выемки провода. Снять лестницу с рабочей площадкой. То же, для остальных гирлянд. Опустить на землю по бесконечному канату инструмент, приспособления.	
6-7	Э Э Э 4 3 3	Снять переносные заземления, опустить их на землю. Снять такелажные приспособления.	
7-8	Э Э Э 4 3 3	Убрать рабочее место. Оформить окончание работы.	
		Примечание. Производитель работ ведет с земли надзор за соблюдением работающим порядка производства работы и прав Т Б	
Карту откорректировал применительно к местным условиям:		Согласовано:	Утвердил:
			Изменения:

ТИПОВАЯ КАРТА ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА НА ТЕРМИТНУЮ СВАРКУ ПРОВОДОВ В ШЛЕЙФАХ АНКЕРНЫХ ОПОР ВЛ 35, 110 кВ С ОПОРЫ СО СНЯТИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ						№ 9 Шифр ВС-ЛР
Состав бригады	Группа по электробезопасности	Разряд	Принятое условное обозначение	Количество чел.	Всего, чел.	Норма времени, чел.-ч
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи - производитель работ	У 5	6	Э6	1	2	На I соединитель для проводов сечением: .до 95 мм ² -2,4; 120-150 мм ² -2,6; 185-240.мм ² - 3
Электромонтер по ремонту воздушных линий электропередачи	1У 3	4	Э4	1		
Защитные средства	Требования и инструктивные указания по технике безопасности			Особые условия проведения работы		
Переносное трехфазное заземление со штангами для ВЛ 2 компл Указатель напряжения УВН-90.....I шт Предохранительный монтерский пояс с регулируемым стропом из капронового фала.....2 шт Диэлектрические перчатки2 пары Очки защитные с темными стеклами 2 шт Защитная каска.....2 шт Плакаты по Т БI компл Огнетушитель углекислотный.....I шт	Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. Инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением выше 1000 В. Инструкция по термитной сварке проводов воздушных линий электропередачи			При обращении с термитными патронами, спичками и бензином всегда следует помнить, что они огнеопасны. Работа, требующая подъема на опору на отключенной цепи двухцепной линии, когда вторая цепь находится под напряжением ,допускается при условии ,что расстояние между ближайшими проводами первой и второй цепи будет не менее : 3 м на ВЛ 35 кВ 4 м на ВЛ 110 кВ		
ТЕХНИЧЕСКОЕ ОСНАЩЕНИЕ РАБОТЫ						
Комплектующие изделия и материал	Приспособления, инструмент, инвентарь					
Термитный патрон..... I компл. Термоспички I кор. Бензин Б-700,3 кг Асбест шнуровой1,0 м Проволока бандажная.....1,0 м Ветошь.....0,2 кг	Блоки с бесконечным хлопчатобумажным канатом ϕ 15 мм, длиной 50-70 мI компл. Якорь с приваренным фигурным крюком..... I шт Приспособление для соединения проводов термитной сваркой (сварочные клещи ПСП-2).....I шт Комплект личного инструмента МИ-64.....I компл			ЛопатаI шт. Бачок для питьевой воды..... I шт. Фляга с водой для умывания Мыло хозяйственное..... I кус. Личное полотенце..... 2 шт. Аптечка..... 1 шт.		
Механизмы						
-						

ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТЫ



ТЕХНОЛОГИЯ РАБОТЫ

Код	Исполнитель	Содержание операций	Рисунок	
0-1	Э Э 6 4	Получить наряд и оформить разрешение приступить к работе. Провести инструктаж бригады по Т Б, на месте работы.	<p>Термитная сварка провода в шлейфе анкерной опоры. 1 – опора; 2 – шлейф провода ; 3 – сварочные клещи</p>	
1-2	Э Э 6 4	Подготовить к работе комплектующие изделия и материал, инструмент приспособления. Проверить исправность инструмента, защитных средств.		
2-5	Э 6	Электромонтеру поднять и закрепить верхний блок бесконечного каната к верхней траверсе по центру опоры, а нижний блок закрепить к предварительно забитому в землю якорю. Поднять комплектующие изделия, материал, инструмент, приспособления, защитные средства		
5-6	Э Э 6 4	Электромонтеру-производителю работ подняться на опору, проверить отсутствие напряжения и наложить переносные заземления на провода с двух сторон ремонтируемого шлейфа. Допустить бригаду к производству работы. Очистить провод шлейфа от грязи, наложить на него бандаж и разрезать провод между бандажами. Запилить напильником заусенцы и торцы провода. Обезжирить сращиваемые концы в бензине. Очистить концы провода чистой щеткой из кардоленты и завести их поочередно в кокиль патрона Наложить у концов провода уплотнения из шнурового асбеста и оставить концы провода с термитным патроном в сварочные клещи, зажав его винтами. Зажечь термитный патрон и проследить за равномерной подачей обоих концов провода. После сварки удалить шлак и дать остыть кокилю. Проверить качество сварки. Опустить на землю по бесконечному канату оставшиеся комплектующие изделия, материал, инструмент, приспособления.		
6-7	Э Э 6 4	Снять переносные заземления, опустить их на землю. Снять такелажные приспособления.		
7-8	Э Э 6 4	Убрать рабочее место. Оформить окончание работы. Примечание. Производитель работ ведет с земли надзор за соблюдением работающим порядка производства работы и прав Т Б		
Карту откорректировал применительно к местным условиям:		Согласовано:		Утвердил:
				Изменения:

334

ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ БЕЗОПАСНОСТЬ РАБОТ

Организационными мероприятиями, обеспечивающими безопасность работ в электроустановках, являются:

- оформление работ нарядом, распоряжением или перечнем работ,
- выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- допуск к работе;
- надзор во время работы;
- оформление перерыва в работе, перевода на другое место, окончания работы.

Ответственными за безопасное ведение работ являются:

- выдающий наряд,
- отдающий распоряжение,
- утверждающий перечень работ,
- выполняемых в порядке текущей эксплуатации;
- ответственный руководитель работ;
- допускающий;
- производитель работ;
- наблюдающий;
- член бригады.

ТЕХНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИЕ БЕЗОПАСНОСТЬ РАБОТ СО СНЯТИЕМ НАПРЯЖЕНИЯ

При подготовке рабочего места со снятием напряжения должны быть в указанном порядке выполнены следующие технические мероприятия:

- произведены необходимые отключения и приняты меры, препятствующие подаче напряжения на место работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационных аппаратов;

- на приводах ручного и на ключах дистанционного управления коммутационных аппаратов должны быть вывешены запрещающие плакаты;
- проверено отсутствие напряжения на токоведущих частях, которые должны быть заземлены для защиты людей от поражения электрическим током;
- наложено заземление (включены заземляющие ножи, а там, где они отсутствуют, установлены переносные заземления);
- вывешены указательные плакаты «Заземлено», ограждены при необходимости рабочие места и оставшиеся под напряжением токоведущие части, вывешены предупреждающие и предписывающие плакаты.

ПРИМЕРЫ УСТАНОВКИ ЗАЗЕМЛЕНИЙ В СХЕМАХ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК

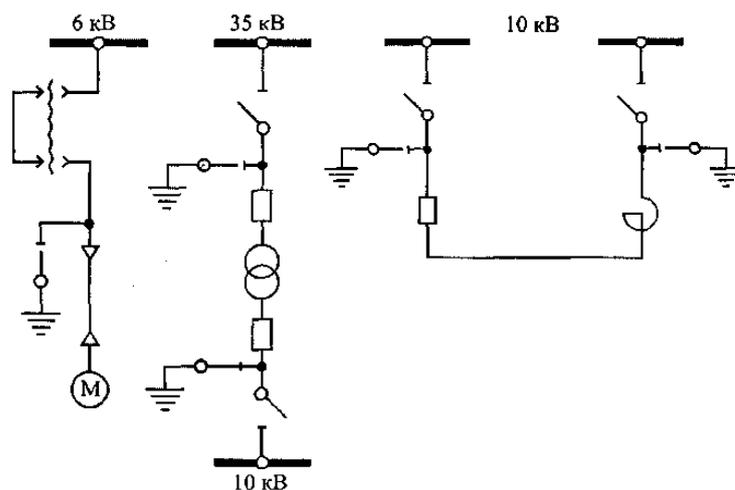


Рис. П 1

Рис. П 2

Рис. П 3

Рис. П 1. Пример установки заземления при работе на электродвигателе.

Рис. П 2. Пример установки заземлений при работе на силовом двухобмоточном трансформаторе .

Рис. П 3. Пример установки заземлений при работе на секционном реакторе и его выключателе

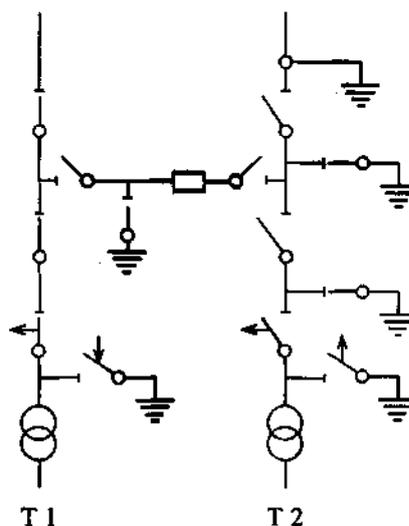


Рис. П 4. Подстанция по схеме мостика. Пример установки заземлений при работе на линейном разъединителе трансформатора № 2 и на выключателе перемычки

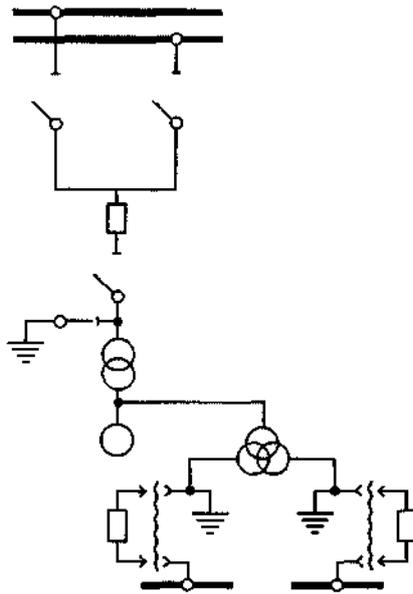


Рис. П 5. Блок генератор - трансформатор. Пример установки заземлений при работе на генераторе, блочном трансформаторе и трансформаторе собственных нужд

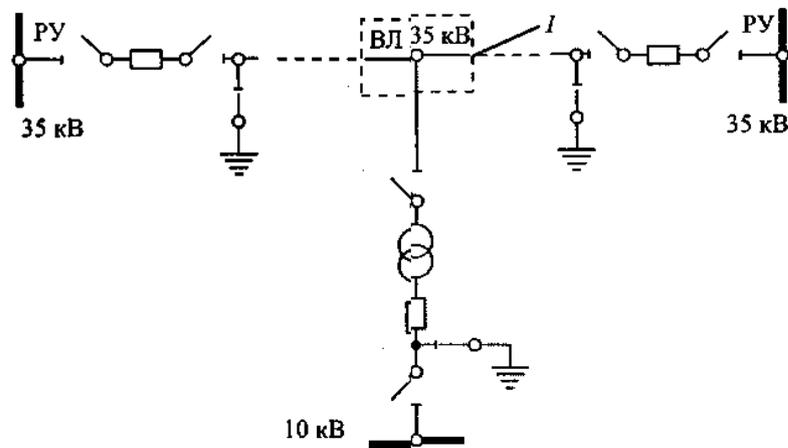


Рис. П 6. Пример установки заземления на ВЛ 35 кВ с подстанцией на ответвлении в соответствии с п. 3.6.1 настоящих Правил (заземления на рабочем месте не показаны): 1 - рабочее место (участок работы)

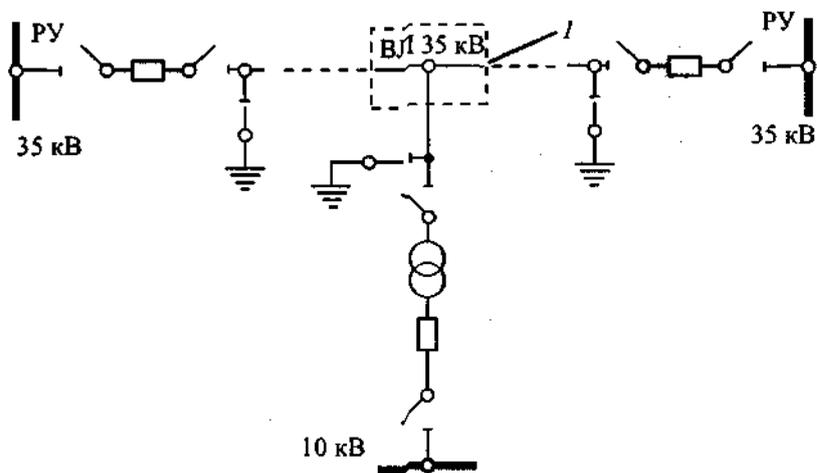


Рис. П 7. Пример установки заземления на ВЛ 35 кВ с подстанцией на ответвлении в соответствии с п. 3.6.1 настоящих Правил (заземления на рабочем месте не показаны): 1 - рабочее место (участок работы)

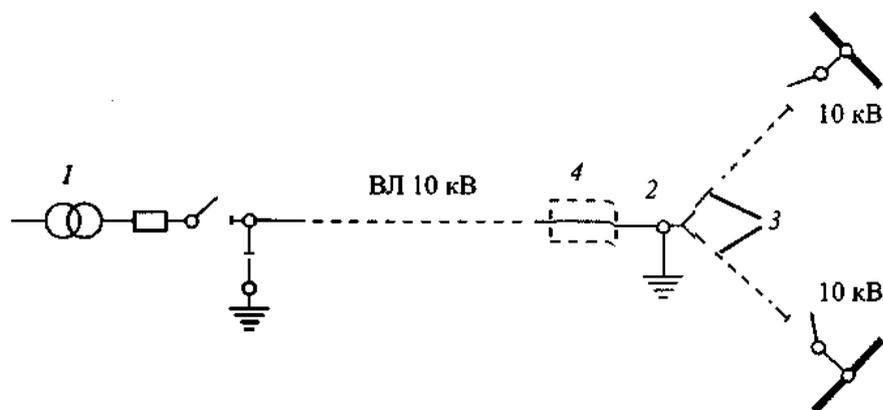


Рис. П 8. Пример установки заземлений на ВЛ 10 кВ. В соответствии с п.3.6.1 настоящих Правил переносное заземление установлено на опоре, оборудованной заземляющим устройством (заземления на рабочем месте не показаны): 1 - источник питания; 2 - опора; 3 - ответвления; 4 - рабочее место (участок работы)

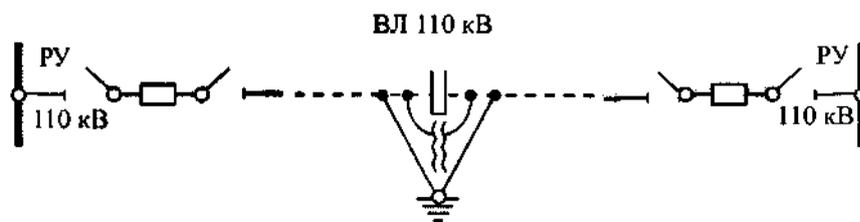


Рис. П 9. Пример установки заземлений при соединении (разрыве) петель на анкерной опоре ВЛ под наведенным напряжением в соответствии с п. 4.15.44 настоящих Правил.

Черкасова Нина Ильинична

Эксплуатация систем электроснабжения

Учебное пособие для студентов специальности 140211
всех форм обучения

Редактор Е.Ф. Изотова

Подготовка оригинала – макета Е.В. Стародубцева

Подписано к печати 25.12.09. формат 60x84 /16.

Усл. п. л. 21,25. Тир. 500 экз. Зак. 08-677. Рег. № 58

Отпечатано в РИО Рубцовского индустриального института
258207, Рубцовск, ул. Тракторная, 2/б