

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Методические указания

по организации практических работ обучающихся
по дисциплине «Эксплуатация электроэнергетических систем»
для студентов направления подготовки /специальности
13.03.02 Электроэнергетика и электротехника
Направленность (профиль) Электроэнергетические системы и сети

Ставрополь 2026

СОДЕРЖАНИЕ

	Введение	4
1	Практическое занятие №1 Осмотры и испытания ВЛ при вводе в эксплуатацию	7
2	Практическое занятие №2 Оценка технического состояния ВЛ	15
3	Практическое занятие №3 Технологии эксплуатационных работ на ВЛ	20
4	Практическое занятие №4 Современные методы плавки гололеда и диагностика гололедообразования	39
5	Практическое занятие №5 Профилактические испытания и измерения в кабельных линиях	52
6	Практическое занятие №6 Выбор сечений кабелей из СПЭ и оценка их перегрузочной способности	61
7	Практическое занятие №7 Тепловой режим силового трансформатора	81
8	Практическое занятие №8 Осмотры и способы сушки силовых трансформаторов	92
9	Практическое занятие №9 Разработка однолинейной схемы сети, выбор оборудования и разработка графика осмотров оборудования	102
10	Практическое занятие №10 Методы диагностирования электрооборудования	123
11	Практическое занятие №11 Структура ремонтного цикла и порядок расчета назначенного межремонтного ресурса	138
12	Практическое занятие №12 Порядок расчета календарной продолжительности ремонтного цикла и формирование параметров ремонтного цикла	145
13	Практическое занятие №13 Управление производственными активами сетевых компаний	149
14	Практическое занятие №14 Методы оценки остаточного ресурса технического устройства	159
15	Практическое занятие №15 Изучение способа расчета индекса технического состояния оборудования	168
16	Практическое занятие №16 Изучение методик ремонта оборудования	175
17	Практическое занятие №17 Составление заявок и техническая документация, необходимая для выполнения ремонта электрооборудования	193
18	Практическое занятие №18 Порядок организации и оформления работ по наряду-допуску в электроустановках	213
	Список используемой литературы	224
	Приложение А	226
	Приложение Б	228
	Приложение В	257

ВВЕДЕНИЕ

Стадия жизненного цикла изделия, на которой реализуется, поддерживается и восстанавливается его качество называется эксплуатацией.

Цель освоения дисциплины заключается в формировании у бакалавров набора профессиональных компетенций по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и а также получение студентами необходимых знаний и навыков в сфере эксплуатации ЭЭС, в том числе диагностики и ремонта электрооборудования ЭЭС.

Задачи освоения дисциплины:

- систематизировать и уточнить понятийный аппарат в области эксплуатации, диагностики и ремонта электрооборудования ЭЭС;
- обучить правилам технической эксплуатации электрических сетей и электрооборудования подстанций, ознакомить с организацией обслуживания ТП, РУ, ЛЭП, КЛ и аппаратуры защиты и управления;
- сформировать у студентов теоретические и практические навыки по технологии ремонтных работ, принципам и методам эксплуатации основных элементов ЭЭС.

Для достижения данной цели решаются следующие задачи:

- ознакомление с теоретическими и методологическими основами проектирования СЭС ПП;
- формирование способности обоснования проектных решений.
- изучение методов оптимизационного анализа систем электроснабжения промышленных предприятий;
- формирование системных и профессиональных компетенций по проектированию систем электроснабжения промышленных предприятий;
- решение вопросов повышения энергоэффективности с учетом экологических требований;
- систематизация, углубление и расширение теоретических знаний и практических навыков.

Практическое занятие 1

Осмотры и испытания ВЛ при вводе в эксплуатацию

Целью занятия является получение основ проведения осмотров при вводе в эксплуатацию ВЛ.

В результате практического занятия студенты должны знать, как проводятся осмотры ВЛ.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14-ПК-15.

Теоретическая часть

При осмотре вновь сооруженной воздушной линии комиссия обращает внимание на то, чтобы:

1. На опорах ВЛ на высоте 2,5-3,0 м должны быть нанесены следующие постоянные знаки: порядковый номер, номер ВЛ или ее условное обозначение, предупреждающие плакаты, знаки указывающие фазировку линии и т.д.



Рисунок 1 – Знаки и плакаты применяемые на ВЛ

2. Отсутствовал наклон опор, уменьшающий их способность противостоять механическим нагрузкам;

3. Опоры были ограждены железобетонными отбойными тумбами, защищающими их от повреждения проезжающим транспортом;



Рисунок 2 – Повреждение опоры автомобильным транспортом

4. Раковины и выбоины на железобетонных опорах заделаны цементным раствором;

5. Изоляторы не имели трещин, отколов или повреждений глазури, линейная арматура — трещин, раковин или повреждений оцинковки;

6. Положение указателей действия разрядников было отчетливо видно с земли, наружная поверхность разрядника не должна иметь трещин и отслоений.

Осмотр воздушных линий электропередачи в процессе эксплуатации.

Чтобы раньше обнаружить неисправности, представляющие угрозу для нормальной эксплуатации ВЛ, а также предупредить развитие возникших неисправностей, воздушные линии систематически осматривают электромонтеры и инженерно-технический персонал. Осмотры бывают периодические и внеочередные, осмотры с земли и так называемые верховые осмотры. Производятся осмотры пешком, а также с использованием транспортных средств, в том числе самолетов и вертолетов.

В каком случае и как часто нужно проводить осмотры.

Периодические осмотры ВЛ проводятся по графику, утвержденному ответственным за электрохозяйство Потребителя. Сроки периодических осмотров воздушных линий зависят от местных условий, назначения ВЛ, вероятности повреждения, а также состояния окружающей среды (степень загрязнения, влажность среды и т.п.). В соответствии с ТКП 181-2009 периодичность осмотров каждой ВЛ по всей длине должна быть не реже 1 раза в год. Кроме того, не реже 1 раза в год административно-технический персонал должен проводить выборочные осмотры отдельных участков линий, включая все участки ВЛ, подлежащие ремонту, по утвержденному графику.



Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться при образовании на проводах и тросах гололеда, при «пляске проводов», во время ледохода и разлива рек, при пожарах в зоне трассы ВЛ, после сильных бурь, ураганов и других стихийных бедствий, а также после отключения ВЛ релейной защитой и неуспешного автоматического повторного включения, а после успешного повторного включения – по мере необходимости.



Осмотры ВЛ, которые производят с земли, не позволяют выявить неисправности в верхней части воздушных линий, поэтому периодически дополнительно проводят, так называемые, верховые осмотры. Верховые осмотры с выборочной проверкой проводов и тросов в зажимах и дистанционных распорках на ВЛ напряжением 35 кВ и выше, эксплуатируемых 20 лет и более, или на их участках и на ВЛ, проходящих по зонам интенсивного загрязнения, а также по открытой местности, должны производиться не реже 1 раза в 5 лет; на остальных ВЛ (участках) напряжением 35 кВ и выше – не реже 1 раза в 10 лет. На ВЛ 0,38–20 кВ верховые осмотры должны осуществляться при необходимости.

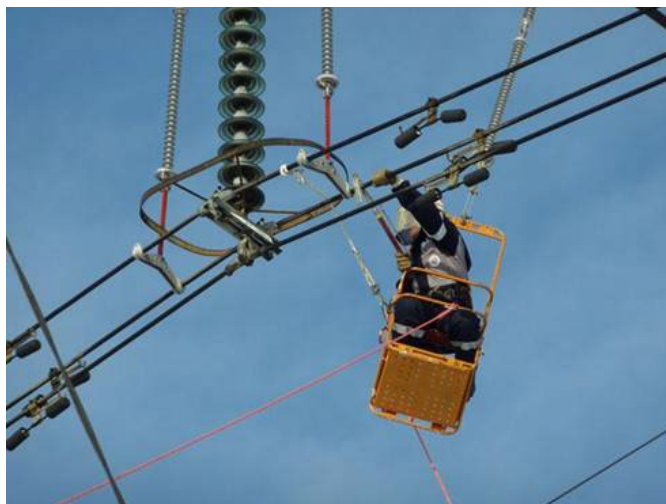


Рисунок 3 – Верховые осмотры ВЛ

Для верховых осмотров в последнее время начинают применяться беспилотные летающие аппараты.

При периодическом осмотре ВЛ необходимо проверять:

- противопожарное состояние трассы: в охранной зоне ВЛ не должно быть посторонних предметов, строений, стогов сена, штабелей леса, деревьев,

угрожающих падением на линию или опасным приближением к проводам, складирования горючих материалов, костров; не должны выполняться работы сторонними организациями без письменного согласования с Потребителем, которому принадлежит ВЛ;



- состояние фундаментов, приставок: не должно быть оседания или вспучивания грунта вокруг фундаментов, трещин и повреждений в фундаментах (приставках), должно быть достаточное заглубление;



- состояние опор: не должно быть их наклонов или смещения в грунте, видимого загнивания деревянных опор, обгорания и расщепления деревянных деталей, нарушений целостности бандажей, сварных швов, болтовых и заклепочных соединений на металлических опорах, отрывов металлических элементов, коррозии металла, трещин и повреждений железобетонных опор, птичьих гнезд, других посторонних предметов на них. На опорах должны быть плакаты и знаки безопасности, номера опор, выполненные в соответствии с требованиями ПУЭ;



- состояние проводов и тросов: не должно быть обрывов и оплавлений отдельных проволок, набросов на провода и тросы, нарушений их регулировки, недопустимого изменения стрел провеса и расстояний от проводов до земли и объектов, смещения от места установки гасителей вибрации, предусмотренных проектом ВЛ;



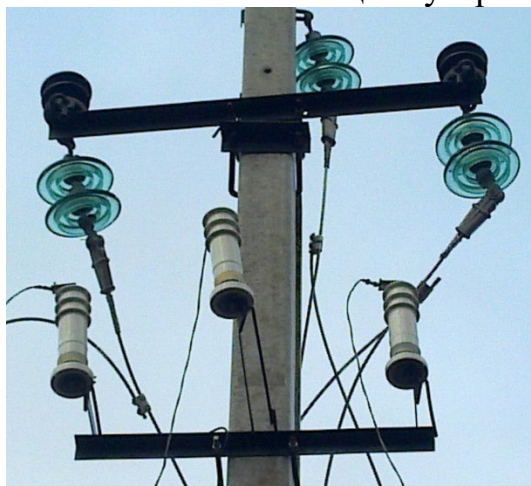
- состояние изоляторов: не должно быть боя, ожогов, трещин, загрязненности, повреждения глазури, неправильной насадки штыревых изоляторов на штыри или крюки, повреждений защитных рогов, недопустимых отклонений подвесных гирлянд изоляторов от оси; должны быть на месте гайки, замки или шплинты;



- состояние арматуры: не должно быть трещин в ней, перетираения или деформации отдельных деталей;

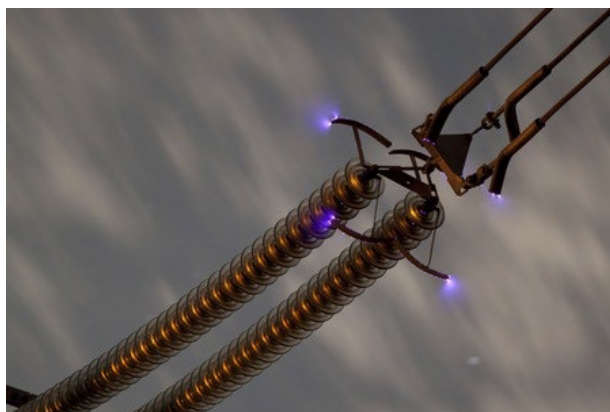


- состояние разрядников, коммутационной аппаратуры на ВЛ и концевых кабельных муфт на спусках: не должно быть повреждений или обрывов заземляющих спусков на опорах и у земли, нарушений контактов в болтовых соединениях молниезащитного троса с заземляющим спуском или телом опоры, разрушения коррозией элементов заземляющего устройства.



При выполнении внеочередного осмотра после отключения ВЛ или успешного повторного включения ВЛ основное внимание должно быть обращено на выяснение причины отключения или появления земли и на определение места и объема повреждения. При этом необходимо тщательно осмотреть места пересечения отключившейся ВЛ с другими ВЛ и линиями связи в целях обнаружения следов оплавления на них.

Осмотры, как правило, проводят в светлое время дня, когда легче обнаружить имеющиеся неисправности и повреждения. В темное время суток проводят некоторые виды внеочередных осмотров, направленные на выявление коронирования, опасности перекрытия изоляции или возгорания деревянных опор при сырой погоде (мелком морозящем дожде, тумане, мокром снегопаде) на участках ВЛ, подверженных интенсивному загрязнению, и для контроля исправности заградительных огней, установленных на переходных опорах.



Неисправности, обнаруженные при осмотре ВЛ должны быть отмечены в эксплуатационной документации (журнале или ведомости дефектов) и в зависимости от их характера по указанию ответственного за электрохозяйство Потребителя устранены в кратчайший срок или при проведении технического обслуживания и ремонта.

При приемке в эксплуатацию ВЛ проводят следующие испытания и проверки:

1. Проверяют стрелу провеса проводов и тросов, которая не должна отличаться от проектной более чем $\pm 5\%$.

2. Измеряют расстояния от проводов линии до земли и до различных пересекаемых объектов. Эти расстояния не должны быть меньше установленных ПУЭ.

3. Внешним осмотром контролируют соединения проводов и измеряют падение напряжения в соединителях. Соединения бракуют, если на поверхности соединителя или зажима имеются трещины, следы значительной коррозии и механических повреждений, величина падения напряжения на участке соединения более чем в 1,2 раза превышает падение напряжения на участке провода той же длины, марки и сечения.

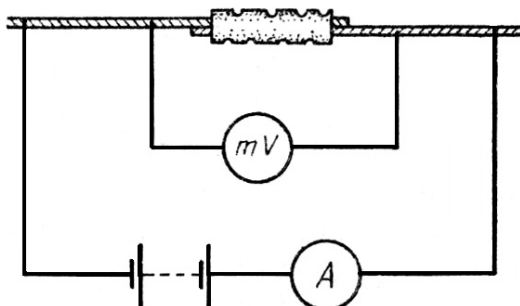


Рисунок5 – Принципиальная схема определения качества соединения

4. Опорные и подвесные одноэлементные изоляторы испытывают повышенным напряжением промышленной частоты.

5. Многоэлементные опорные изоляторы подвергают испытанию напряжением промышленной частоты напряжением 50 кВ, прикладываемым к

каждому элементу изолятора. Продолжительность испытания изоляторов повышенным напряжением равна 1 мин.

6. Измеряют сопротивления заземления опор.

Задания

1. Просмотреть учебный фильм «Измерение габарита между проводами ВЛ и железной дорогой с проверкой стрелы провеса проводов» на образовательном сайте <http://www.elektro-montagnik.ru>.

2. Просмотреть учебный фильм «Измерение сопротивления петли фаза ноль на ВЛ 0,4 кВ» на образовательном сайте <http://www.elektro-montagnik.ru>.

3. Просмотреть учебный фильм «Измерение сопротивления изоляции силового кабеля с помощью мегаомметра» на образовательном сайте <http://www.elektro-montagnik.ru>.

4. . Просмотреть учебный фильм «Измерение сопротивления контура заземления опоры» на образовательном сайте <http://www.elektro-montagnik.ru>.

5. Ответить на вопросы.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Что включают в подготовительные работы по монтажу воздушных ЛЭП?

2. Какие типы опор Вы знаете, опишите их конструкции?

3. Поясните способы установки опор.

4. Какие существуют способы раскатки проводов и тросов?

5. Как крепятся провода к анкерным и промежуточным опорам?

6. Как выполняется пересечение с воздушной линией?

7. Как проверяют стрелу провеса проводов ВЛ?

8. Как маркируются кабельные и как осуществляется контроль за их маркировкой?

9. Методики оценки состояния ВЛ.

10. Методы оптимизации ремонтно-восстановительных работ на ВЛ.

11. Планирование работ на воздушных линиях и оформление документации. Технические требования и допуски.

12. Ремонт опор, проводов, тросов. Ремонт изолирующих подвесок, арматуры, чистка изоляции.

13. Методы предупреждения гололедообразования.

14. Характерные неисправности на воздушных линиях

15. Осмотры воздушных линий. Проверка расстояния проводов до поверхности земли и различных объектов

Повышенный уровень

1. Какова предельная температура нагрева проводников при коротком замыкании?

2. Что такое стрела провеса провода?

3. Как выполняются и проверяется соединения проводов ВЛ?

4. Как выполняются соединения изолированных проводов?

5. Что такое охранная зона ВЛ?
 6. Какова периодичность осмотра ВЛ?
 7. При какой температуре на проводах ВЛ происходит гололедообразование?
 8. В чем опасность гололеда и каковы меры борьбы с ним?
 9. Как отыскивается место повреждения в сети с большими токами замыкания на землю?
 10. Как отыскивается место повреждения в разветвленной распределительной сети?
 11. Как отыскивается место замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью?
 12. Какие измерения проводятся при эксплуатации ВЛ?
- Рекомендуемая литература:* [1, 3].

Практическое занятие 2

Оценка технического состояния ВЛ

Целью занятия является получение навыков оценки технического состояния ВЛ.

В результате практического занятия студенты знать, как оценить техническое состояние ВЛ.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14-ПК-15.

Теоретическая часть

Категория технического состояния, характеризуемая соответствием или несоответствием качества объекта определенным техническим требованиям, установленным технической документацией на этот объект. Примечание - Различают виды технического состояния: исправность и неисправность, работоспособность и неработоспособность.

Оценка технического состояния компонентов ВЛ должна проводиться, как на основе результатов полевых измерений показателей старения компонентов, так и на основе лабораторных испытаний.

Оценка технического состояния металлических опор проводится на основе анализа коррозионного износа деталей металлических опор.

По результатам измерений определяется среднее значение толщины стенки элемента $\bar{X}$ и среднее квадратичное отклонение σ_x . Расчетная толщина стенки элемента X_p с обеспеченностью 0,95 определяется по формуле:

$$X_p = \bar{X} + 1,64\sigma_{xp} \quad (2.1)$$

Начальную толщину стенки элемента X_0 рекомендуется определять на участке элемента, где сохранилось первоначальное защитное покрытие, производя замеры по приведенной выше методике. При этом X_0 с обеспеченностью 0,95 определяется по формуле:

$$X_0 = X_0 + 1,64\sigma_{\text{ж}}, \quad (2.2)$$

а величина коррозионного износа α_T определяется по формуле:

$$\alpha_T = (X_0 - X_p) / 2. \quad (2.3)$$

При расчетах прочности опоры учитываются показатели коррозионного износа, полученные на основе прямых измерений. Расчеты позволяют оценить вероятность разрушения опор длительно эксплуатируемых ВЛ и определить срок их дальнейшей эксплуатации. С этой целью рассчитывается прогнозируемый коррозионный износ $\alpha_{\text{тп}}$ за планируемый срок эксплуатации ВЛ по формуле:

$$\alpha_{\text{тп}} = M(T)^n, \quad (2.4)$$

где T - промежуток времени от начала строительства (для незащищенных конструкций), а для конструкций, имеющих защитные покрытия на момент строительства - от разрушения защитных покрытий до рассматриваемого срока эксплуатации ВЛ;

Для условий агрессивной среды формула принимает вид:

$$\alpha_{\text{тп}} = MT, \quad (2.5)$$

т.е. проявляется линейная зависимость коррозионных потерь металлоконструкций от срока их эксплуатации.

Потеря сечения U-образных болтов и (или) петли анкерной плиты до 10% соответствует категории "работоспособное состояние", до 20% - "неисправное состояние". При оценке технического состояния железобетонных опор следует определить процент аварийных и неремонтопригодных опор от их общего количества, а также проанализировать факторы, приведшие к аварийному и неремонтопригодному состоянию, статистику отказов.

По результатам этого анализа принимается решение об объемах и сроках ремонтно-восстановительных работ или реконструкции ВЛ.

Для оценки технического состояния проводов и грозозащитных тросов по результатам лабораторных испытаний до разрыва коротких образцов проводов (длиной до 0,5 м) определяются разрывные усилия проводов.

Разрывное усилие монометаллического (медного, алюминиевого) провода рассчитывается на основе суммирования прочностей всех испытанных до разрыва проволок по формуле:

$$P_{\text{м}} = \alpha \sum_0^n p_{\text{м}}, \quad (2.6)$$

где $p_{\text{м}}$ - разрывное усилие одной монометаллической проволоки;

n - число проволок в проводе;

α - коэффициент, учитывающий наличие соединений и некоторый разброс в условиях скрутки отдельных проволок, равный 0,95 для проводов с $n > 6$.

Разрывное усилие многопроволочного сталеалюминиевого провода вычисляется по формуле:

$$P_{AC} = \sum_0^{n_F} p_A + \sum_0^{n_C} p_C, \quad (2.7)$$

где P_A - разрывное усилие одной алюминиевой проволоки;

P_C - усилие в одной стальной проволоке при растяжении на 1%, рассчитываемое по напряжению при удлинении испытываемой проволоки на 1% и сечению проволоки;

b - коэффициент, учитывающий наличие соединений и некоторый разброс в условиях скрутки отдельных стальных проволок, равный 0,92 для семипроволочных сердечников; 1,0 - для остальных;

n_A - число алюминиевых проволок провода;

n_C - число стальных проволок провода.

Для определения остаточной прочности провода должны проводиться испытания на растяжение (нагрузочно-разгрузочные испытания) и испытания до разрыва длинных образцов провода (не менее 10 м).

Результаты испытаний должны использоваться для анализа степени износа грозозащитных тросов и для оценки их технического состояния и темпов старения.

Стальные канаты грозозащитных тросов в условиях эксплуатации ВЛ нагружены растягивающими нагрузками силой. Постоянной величиной для стальных канатов является модуль упругости (модуль Юнга).

Модуль упругости вычисляется по формуле:

$$E = \Delta\sigma / \Delta\varepsilon, \quad (2.8)$$

где $\Delta\delta$ - приращение усилия в стальном канате $(F_2 - F_1)$;

F - растягивающее усилие;

$\Delta\varepsilon$ - приращение нагрузки в интервале, соответствующем приращению усилий.

При увеличении растягивающего усилия от начальной величины F_1 до F_2 стальной канат в области упругой деформации получает относительное удлинение $\Delta\varepsilon$. В этом случае напряжения σ в стальном канате при нагрузке F_1 равно отношению растягивающей силы F_1 к площади поперечного сечения каната S :

$$\sigma_1 = F_1 / S. \quad (2.9)$$

Соответственно, при увеличении растягивающей силы до F_2 , напряжения в стальном канате σ_2 достигают величины:

$$\sigma_2 = F_2 / S. \quad (2.10)$$

Приращение напряжения в стальном канате $\Delta\sigma_{2-1}$ будет равно:

$$\Delta\sigma_{2-1} = F_2 / S - F_1 / S = (F_2 - F_1) / S. \quad (2.11)$$

При испытаниях стального каната его удлинения $\Delta\varepsilon$ под нагрузкой определяются прямыми измерениями. Формула (3) приобретает вид:

$$E = (F_2 - F_1) / (S \cdot \Delta\varepsilon) \quad (2.12)$$

Площадь поперечного сечения каната может быть выражена формулой:

$$S_c = (F_2 - F_1) / (E \cdot \Delta\varepsilon) \quad (2.13)$$

На основе результатов нагрузочно-разгрузочных испытаний образцов стальных канатов, демонтированных с ВЛ, должно определяться остаточное сечение стального каната, длительно эксплуатировавшегося на ВЛ.

При потере сечения провода (троса) до 17%, но не более 4-х проволок техническое состояние провода (троса) считается работоспособным; при потере сечения до 34% - неисправным, а более 34% - неработоспособным.

При необходимости устройства в одном пролёте более одного соединительного зажима, или необходимости устройства в пролёте хотя бы одного соединительного зажима для пересечений, по которым наличие таких зажимов запрещено ПУЭ, техническое состояние провода (троса) рассматривается как неработоспособное.

Оценка технического состояния изоляторов должна производиться на основании наблюдений за отказами изоляторов и лабораторных испытаний, демонтированных с ВЛ изоляторов.

Сбор данных об отказах изоляторов на ВЛ должен осуществляться отдельно для каждой линии электропередачи или ее участка с учетом типа гирлянды, типа изолятора, времени его установки.

По данным об отказах изоляторов должна выполняться статистическая обработка потока отказов изоляторов на ВЛ. Расчеты следует проводить по формуле:

$$F(t) = \frac{n_j}{N} \quad (2.14)$$

где $F(t)$ - вероятность отказов изоляторов к определенному моменту времени, отн. ед.;

n_j - количество отказавших изоляторов от начала эксплуатации к моменту времени ;

N - общее количество установленных однотипных изоляторов в однотипных гирляндах на одной ВЛ или ее участке.

Строятся "кривые жизни" (распределения Вейбулла) - зависимости вероятности отказов изоляторов от срока эксплуатации для каждого типа изоляторов и каждой ВЛ отдельно.

Для оценки возможного снижения механической и электрической прочности всего массива изоляторов под воздействием длительно приложенных эксплуатационных нагрузок необходимо провести лабораторные испытания на достаточной представительной выборке подвесных изоляторов.

Если расчеты и испытания показывают, что основная совокупность подвесных изоляторов, установленных на ВЛ, находится в периоде износа, то на основе экономических оценок может быть принято решение об их замене.

Оценку технического состояния линейной арматуры необходимо проводить на основе результатов осмотров и испытаний арматуры, демонтированной с ВЛ.

Необходимо выявить наиболее поврежденные элементы арматуры в гирляндах изоляторов. Особо следует выделить узлы крепления гирлянд изоляторов к опорам ВЛ и узлы сопряжения цепей изоляторов гирлянды к поддерживающим зажимам.

Необходимо провести измерения остаточной толщины защитных покрытий и стальных элементов, подвергшихся коррозии.

Для оценки степени износа всей совокупности наиболее изношенных элементов линейной арматуры на ВЛ целесообразно применение метода математического моделирования.

При уменьшении сечения в наиболее изношенных местах до 10% техническое состояние арматуры считается исправным, до 20% - работоспособным, более 20-ти процентов, а также при наличии трещин, раковин, значительных (более 2% площади) фрагментов со сплошной коррозией и отслоением защитного покрытия - неработоспособным.

Задание

Изучить СТО 56947007-29.240.55.111-2011 Методические указания по оценке технического состояния ВЛ и остаточного ресурса компонентов ВЛ и ответить на вопросы.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Какие виды работ выполняются при техническом обслуживании ВЛ?
2. Какие средства используются для приборного обеспечения полевых обследований?
3. Какие параметры выявляются при оценке технического состояния опор?
4. Какое количество опор необходимо включить в выборку для проведения обследования стальных опор?
5. Как определить остаточную толщину уголковых профилей стальной опоры?
6. Каков порядок осуществления фотографирования при осмотре ВЛ?

Повышенный уровень

1. Как выполняется оценка технического состояния линейной арматуры?
2. Как оценивается техническое состояние металлических опор?
3. Как оценивается техническое состояние железобетонных опор?
4. Как оценивается техническое состояние проводов и грозозащитных тросов?
5. Как оценивается техническое состояние линейной арматуры?

6. Как выполняется прогноз остаточного ресурса ВЛ?

Рекомендуемая литература:

1. Стандарт организации ОАО «ФСК ЕЭС» СТО 56947007-29.240.55.111-201 Методические указания по оценке технического состояния ВЛ и остаточного ресурса компонентов ВЛ.

Практическое занятие 3

Технологии эксплуатационных работ на ВЛ

Целью занятия является освоение технологии эксплуатационных работ на ВЛ

В результате практического занятия студенты должны знать основные технологии выполнения эксплуатационных работ на ВЛ.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14.

Теоретическая часть

Способы измерения габаритов и стрел провеса проводов. Наиболее точным и простым способом измерения габарита является непосредственное измерение под напряжением с помощью специальной изолирующей штанги. Один электромонтер в месте измерения одним концом штанги касается провода, другой монтер замеряет расстояние от нижнего конца штанги до поверхности земли (дороги, железнодорожного полотна и др.). Сумма длины штанги и этого измеренного расстояния определяет габарит. Габарит в месте пересечения двух линий определяется разностью габаритов каждой линии. Для измерения стрелы провеса с помощью штанги определяют габарит линии и расстояние от места крепления провода к изолятору до поверхности земли. Разница между измеренными величинами равна значению стрелы провеса провода (при прохождении трассы по ровной местности). Стрелу провеса измеряют также с помощью двух реек. Для этого электромонтеры по одному располагаются на двух опорах и устанавливают визирные рейки. По команде одного из монтеров или производителя работ обе рейки перемещают до такого положения, при котором низшая точка провода совпадает с прямой линией, соединяющей обе визирные рейки. Расстояние от места крепления провода до одной из реек составляет стрелу провеса. Правильное определение стрелы провеса достигается при одинаковом расстоянии обеих реек до мест крепления провода. Габарит ВЛ можно измерять также с помощью капроновых и хлопчатобумажных канатов, на которых через каждые 0,5 м нанесена маркировка.

Измерение габарита ЛЭП с помощью капронового каната ведут в такой последовательности. На опору, не доходя 2 м до уровня изолирующих подвесок, поднимается электромонтер и устанавливает блок бесконечного каната. Затем по этому канату он поднимает изолирующую штангу и в специальном чехле ролик с измерительным капроновым канатом. С помощью

штанги ролик устанавливают на проводе, второй конец капронового каната держит второй электромонтер, находящийся на земле. После установки ролик с помощью капронового каната вторым электромонтером передвигается до места измерения габарита. По отметкам на канате определяется расстояние от ролика (проводов) до поверхности земли. После измерения ролик возвращается к опоре и снимается первым электромонтером с помощью изолирующей штанги.

Так как эти работы выполняются под напряжением, то к работе допускаются только специально обученные лица. Запрещается производство работ в сырую погоду.

Стрелу провеса и габарит линии определяют также с помощью оптических приборов (теодолита), однако их использование требует специального обучения. Для измерения габарита теодолит устанавливают на некотором расстоянии от оси ВЛ, определяют расстояние от места установки теодолита до проекции провода на поверхность земли (l) и измеряют угол φ между горизонталью и воображаемой линией, между трубкой теодолита и проводом.

В дальнейшем габарит определяют по формуле:

$$H = h + l \cdot \operatorname{tg} \varphi,$$

где l – расстояние от места установки теодолита до проекции провода;

φ – измеренный угол;

h – высота расположения оптической трубки теодолита.

Для определения габарита линии используется также карманный высотомер, масса которого 120–150 г. Высотомер представляет собой коробку, в одно из оснований которой вставлено стекло с нанесенными на нем двумя рисками. На другом основании сделаны два отверстия. Для измерения габарита под проводом устанавливают колышек и отходят на такое расстояние, чтобы при визировании одна риска на стекле прибора совпала с проводом, а другая – с вершиной колышка.

Далее измеряют расстояние от места установки прибора до колышка и высоту колышка.

Измеренное расстояние делят на коэффициент высотомера (обычно он равен 2), прибавляют высоту колышка и получают габарит линии электропередачи.

Замеры необходимо производить в безветренную погоду, так как под действием ветра происходит отклонение проводов, что вносит погрешность в определение измеряемых величин. Кроме того, при измерениях обязательно записывают температуру наружного воздуха, чтобы внести в результаты измерений соответствующие поправки в зависимости от изменения температуры.

Регулировка стрел провеса проводов и тросов. Перед началом работ расчетом определяют длину вставки (или вырезки), необходимую для регулировки стрелы провеса. После отключения линии и подготовки рабочего места на опорах устанавливают раскаточные ролики и провод из поддерживающих зажимов перекладывается в эти ролики по всему анкерному

пролету. Затем на одной из анкерных опор провод расцепляется и опускается на землю с помощью такелажных приспособлений и тяговых механизмов. После этого в одном из пролетов производится либо вырезка, либо вставка с помощью соединителей. Марка провода вставки должна быть идентична марке провода линии. После этого провод вновь натягивается и крепится к анкерной опоре, а на промежуточных опорах производится перекладка проводов с роликов в поддерживающие зажимы.

Если длина вставки или вырезки незначительна (0,2–0,6 м), регулирование стрел провеса осуществляется за счет изменения крепления проводов на анкерных опорах. Для увеличения стрелы провеса добавляются изоляторы в гирлянду или изменяется конструкция арматуры, например между траверсой и натяжными гирляндами устанавливаются удлинители. Уменьшение стрелы провеса производится заменой цепной арматуры на более короткую.

Регулировка стрел провеса на ВЛ 0,38–10 кВ не отличается от вышеизложенной. Как показывает опыт эксплуатации, регулировка проводов на этих линиях в основном производится в летнее время. При этом стрела провеса устанавливается на глазок, что в ряде случаев приводит к перетяжке провода и в дальнейшем к обрыву его в зимнее время.

Кроме того, для вязки проводов при регулировке стрел провеса на линиях 0,38–10 кВ необходимо использовать новые провода, так как при использовании старых не удастся качественно выполнить вязку.

Ремонт проводов и тросов. При незначительном повреждении проводов оборванные единичные жилы провода закручивают или накладывают бандаж на провод в месте повреждения.

При большом числе оборванных жил производится замена дефектного участка провода. Для избежания раскручивания наружных проводов отрезок нового провода должен иметь то же направление свивки, что и ремонтируемый. Длина вставки должна быть не менее 5 м (для провода сечением до 50 мм²), 10 м (для провода сечением 70–95 мм²), 15 м (для провода сечением 120–185 мм²), 30 м (для проводов сечением 240 мм² и более). При указанных длинах вставок обеспечивается равномерное натяжение отдельных проволок.

При опускании провода механическое напряжение в нем постепенно возрастает до тех пор, пока провод не ляжет на землю. Тяжение в проводе возрастает в 1,5–1,8 раза и поэтому в месте повреждения может произойти разрыв. Для предотвращения обрыва провода, у которого повреждена стальная жила, сначала опускают провод в смежных пролетах, а затем в ремонтируемом пролете или предварительно усиливают место повреждения перемычкой.

Для ремонта провода при его повреждении в промежуточном пролете используется телескопическая вышка типа ТВ-26 с грузовой лебедкой. При ремонте провода телескопическую вышку устанавливают в трех положениях.

Первое промежуточное (для установки монтажных приспособлений и такелаж) положение. Телескопическую вышку подводят задним ходом перпендикулярно оси линии к опоре, с которой предполагается опускать провод, и останавливают на расстоянии 3,0–3,5 м от опоры. Устанавливают телескопическую часть вышки в вертикальное положение, после чего подводят вышку.

Второе промежуточное (для опускания провода) положение. Телескопическую вышку отводят от опоры на расстояние, равное высоте опоры, и устанавливают на домкраты.

Стационарное (для монтажа вставки) положение. Телевышку подводят к месту монтажа вставки, располагают ее вдоль оси линии и устанавливают на домкраты.

Согласно технологии производства работ, ремонт провода с опусканием его на землю и монтажом вставки выполняют в такой последовательности:

- разгружают инструмент, приспособления и подготавливают рабочее место (проверяют отсутствие напряжения, устанавливают защитные заземления на опорах 2 и 5;
- устанавливают телескопическую вышку в первое промежуточное положение у опоры 3, смежной с ремонтируемым пролетом, и укрепляют на опоре бесконечный канат;
- с помощью бесконечного каната поднимают на опору монтажные приспособления и закрепляют их на траверсе, к которой подвешен ремонтируемый провод;
- к стойке опоры на расстоянии 200 мм от уровня земли крепят нижний отводной блок;
- ходовой конец тягового каната пропускают через нижний отводной блок, после чего поднимают его на опору с помощью бесконечного каната, пропускают через верхний отводной блок и прикрепляют к гирлянде с помощью ваймы – специального хомута, который подводится под тарелку изолятора;
- устанавливают телескопическую вышку во второе промежуточное положение;
- переносят провод ремонтируемой фазы на вайму с помощью грузовой лебедки, после чего отцепляют гирлянду от траверсы;
- опускают провод с гирляндой на землю;
- в той же последовательности опускают провод с другой смежной опоры;
- заземляют провод в месте монтажа вставки;
- измеряют длину вырезаемого участка и отмечают места разрезания провода метками из бандажной проволоки;
- с двух сторон от вырезаемого участка на расстоянии 1,5 м от меток устанавливают два монтажных клиновых зажима;

- крепят блоки полиспаста к клиновым зажимам;
- устанавливают телевышку в стационарное положение;
- соединяют ходовой конец полиспаста с тяговым канатом;
- переносят тяжение с поврежденного участка провода на полиспаст и ставят тяговый механизм на тормоз;
- вырезают дефектную часть провода;
- измеряют длину вставки и вырезают ее (замер необходимо производить непосредственно по длине вырезанного участка провода с учетом длины концов провода для заделки в зажимах);
- монтируют вставку провода;
- снимают с провода монтажные приспособления, а затем переносное заземление в месте монтажа вставки;
- устанавливают телевышку во второе промежуточное положение возле одной из опор, смежной с ремонтируемым пролетом;
- поднимают провод с гирляндой на опору, восстанавливают крепление гирлянды с траверсой и снимают с опоры монтажные приспособления;
- поднимают провода на другую смежную опору;
- снимают защитные заземления;
- собирают и грузят на автовышку инструмент и приспособления.

Надежность работы отремонтированного участка зависит от качества выполнения соединения проводов. Существует несколько способов соединения проводов. Предварительно соединители очищают от грязи и смазки, их внутреннюю поверхность обрабатывают стальным ершом для удаления окиси, протирают сухой тряпкой и покрывают тонким слоем смазки ЗЭС или техническим вазелином. Таким же образом подготавливают концы проводов. После подготовительных работ производят соединения проводов. Наиболее распространено соединение с помощью *обжатия* или *скручивания* овальных соединителей.

При соединении методом обжатия овальных соединителей концы проводов вводят в соединитель внахлестку, чтобы они выходили из соединителя на 40–50 мм. Если предусматривается соединение сваркой с помощью термитных патронов, следует выпускать провод из соединителя на $\frac{2}{3}$ – $\frac{3}{4}$ длины соединителя. Обжатие овальных соединителей производят с помощью монтажных клещей.

Перед обжатием проверяют соответствие маркировки вкладышей маркировкам соединителей, а также соответствие размера ручья вкладышей размеру монтируемого овального соединителя. На соединитель наносят риски, которые должны быть расположены в «шахматном порядке». Кроме того,

первый и последний сжимы на соединителях производят со стороны обрезанных концов сращиваемых проводов. С помощью регулировочного винта устанавливают глубину обжатия.

Соединитель с введенными в него концами проводов вставляют в нижний вкладыш перпендикулярно рычагам клещей, и нажимным винтом сближают рычаги клещей до соприкосновения нижнего и верхнего вкладышей. В таком положении дается выдержка времени в 1 мин для фиксации высоты сжима. Глубина обжатия определяется по специальной таблице. Последние сжимы со стороны выхода проводов из соединителя не выполняются, что улучшает условия работы провода.

При соединении сталеалюминиевых проводов марок АС-120, 150, 180 обязательно применяют алюминиевые распорки, которые располагаются между соединяемыми концами проводов. Применение распорки, имеющей двояковогнутую форму, способствует увеличению поверхности соприкосновения проводов и равномерному распределению усилия обжатия. При соединении сталеалюминиевых проводов сечением до 95 мм² не обеспечивается достаточная механическая прочность, так как стальной однопроволочный сердечник, воспринимающий более половины допускаемого усилия тяжения по проводу, не удастся деформировать соединителем. Механическую прочность соединений сталеалюминиевых проводов, выполненных обжатием овальных соединителей, можно увеличить с помощью гидравлических прессов (марок МГП-12, МИ-2) вместо клещей МИ-19. Для получения надежных соединений многопроволочных стальных проводов рекомендуется устанавливать по два соединителя на каждое соединение.

В настоящее время более широкое применение нашло соединение проводов способом скручивания овального соединителя. Соединенные таким способом провода образуют винтовую линию. В таком соединении полнее используются механические и электрические характеристики самого соединителя. Для соединения способом скручивания применяются такие же овальные соединители, как и для соединений, выполненных способом обжатия. Для соединения проводов сечением до 50 мм² используют приспособления типа МИ-189, до 120 мм² – МИ-190, до 120 мм² и более – МИ-230.

Приспособление состоит из следующих частей: основания, на котором установлены подвижный зажим и неподвижная стойка, планшайбы, которая свободно поворачивается в стойке, разъемных плашек, размещенных в планшайбе и подвижном зажиме и удерживающих соединитель с помощью болтов. В планшайбе имеются четыре отверстия для поворачивания ее в процессе скручивания.

Соединитель с введенными концами проводов устанавливают в подвижном зажиме и плашках планшайбы, при этом концы соединителя должны выходить за плашки не более чем на 10–15 мм. Устанавливают верхние части плашек, закрепляют их болтами и с помощью ломика поворачивают планшайбу. Затем переставляют ломик в следующее отверстие планшайбы и

поворачивают ее опять. Количество поворотов планшайбы определяется по специальной таблице и для основного типа проводов равно 4,0–4,5.

Для соединения стальных канатов сечением более 50 мм², а также сталеалюминиевых и алюминиевых проводов сечением 240 мм² и более используются *фасонные соединители*, которые изготавливают двух типов. Для соединения многопроволочных проводов, выполненных из одного материала, используется фасонный соединитель, состоящий из толстостенной трубки фасонного сечения, из того же материала, что и провод, но имеющего несколько меньшую твердость, чем материал провода. Комбинированные биметаллические многопроволочные провода соединяются с помощью двух толстостенных трубок фасонного сечения, каждая из которых выполнена из того же материала, что и провода. Фасонные соединители предназначены для соединения проводов встык. Для этого каждый конец провода вводится до середины фасонного соединителя и путем опрессовки гидравлическим прессом зажимается. При опрессовке фасонного соединителя происходит значительная деформация соединителя, поэтому их называют соединителями, прессуемыми «с овала на круг».

При соединении сталеалюминиевых проводов первоначально стальные части проводов соединяют в стальной части соединителя путем опрессовки. Первое опрессование производят в середине соединителя, затем производят опрессование попеременно от середины в обе стороны. После этого алюминиевый корпус соединителя надвигают на его стальную часть, при этом она должна быть расположена на равном расстоянии от торцов алюминиевого корпуса.

Симметричность расположения стальной части соединителя может быть проверена прибором контроля соединителей (ПКС), в котором использован принцип взаимодействия постоянного магнита со стальной частью соединителя. После контроля расположения стальной части соединителя на алюминиевом корпусе наносят отметки. Опрессовку алюминиевого корпуса производят от каждой отметки по направлению к торцам алюминиевого корпуса. Для опрессовки фасонных соединителей используют гидравлический пресс с ручным приводом МИ-1 или с приводом ПО-100 или ПОА-200 от двигателя внутреннего сгорания.

При выполнении сварного соединения в виде петли провода обезжириваются, торцуются, сгибаются в петлю и свариваются с помощью *термитного патрона*. Термитные патроны представляют собой термитную массу, напрессованную на стальной кокиль с вкладышем. При сгорании термитной массы выделяется большое количество теплоты, вследствие чего происходит сварка проводов. Термитная сварка производится в специальных сварочных приспособлениях, в которых крепится термитный патрон и обеспечивается двусторонняя подача проводов по мере сгорания термитной массы и расплавления металла внутри кокиля термитного патрона. После установки проводов с термитным патроном в сварочном приспособлении

и подготовки последнего к работе накладываются асбестовые шнуровые уплотнительные бандажы, необходимые для предотвращения вытекания расплавленного металла из зоны сварки. Патрон поджигается термитной спичкой. При сгорании термитной массы происходят расплавление металла вкладыша и подача провода, в результате которых в зоне сварки металл вкладыша и провода перемешивается. При сварке проводов сечением 120 мм² и более в термитных патронах просверливают вертикальное отверстие диаметром 6–16 мм по центру термитной массы до алюминиевого вкладыша, в которое вводится присадка (прутки из электротехнического алюминия). Присадка плавится, и жидкий алюминий поступает в зону сварки. После сварки шлак сбивают с кокиля и с помощью отвертки и кусачек удаляют сам кокиль, сварное соединение очищается от наплывов и заусенцев.

К работе по термитной сварке проводов допускаются лица, обученные приемам сварки и могущие выполнить сварку самостоятельно.

При сравнительно небольших повреждениях проводов (например, из 19 проволок в проводе повреждено три-пять проволок) их ремонт производится без вырезки путем установки ремонтных муфт. *Ремонтная муфта* для проводов сечением до 185 мм² представляет собой разрезанный вдоль овальный соединитель, предназначенный для соединения проводов, сечение которых меньше сечения ремонтируемого провода. При ремонте, например, провода типа АС-120 марка овального соединителя, применяемого для изготовления муфты, берется типа СОАС-95. В случае повреждения провода от вибрации перед наложением ремонтной муфты поврежденные проволочки вырезают на расстоянии 0,5 м в обе стороны от места повреждения и в освободившиеся места вкладывают новые проволочки от провода той же марки. Ремонтные муфты устанавливают в местах разреза проволок.

При монтаже ремонтную муфту разводят вдоль разреза, чтобы муфта свободно надевалась на провод. При установке муфты поврежденные проволочки должны находиться посередине муфты. С помощью молотка и подкладки (упора) заводят один край муфты под другой для опрессовки. До начала опрессовки по краям муфты накладывают бандажы, чтобы муфта не смещалась. Для опрессовки применяются прессы МГП-12 и МИ-2. Длина ремонтных муфт зависит от величины повреждения провода.

Для ремонта проводов используют также ремонтные зажимы, состоящие из корпуса и крышки, и в собранном виде представляют алюминиевую трубу. Для ремонта наиболее распространенных проводов (АС-95, АС-185 и др.) выпускают ремонтные зажимы РАС-3. Подготовка к соединению проводов с помощью ремонтных зажимов аналогична подготовке к соединению проводов овальными соединителями.

Контроль соединений проводов. При эксплуатации проводов необходимо определить сопротивления болтовых соединений. Так как болтовые соединения применяются в петлях проводов на анкерных опорах, то измерение сопротивления может производиться с опоры. Качество соединения

определяется коэффициентом дефектности, который представляет отношение сопротивления провода в месте соединения к сопротивлению такого же по длине участка целого провода. При коэффициенте дефектности $k > 2$ болтовые соединения ВЛ 35 кВ должны пройти ревизию. Определение сопротивления контактного соединения производят путем замера величины падения напряжения на участке провода с соединителем с помощью универсальной измерительной штанги.

Контроль изоляторов. Контроль изоляторов производят путем измерения напряжения на изоляторе с помощью изолирующей штанги и измерительной головки с переменным или постоянным искровым промежутком.

Электромонтер поднимается на опору и на расстоянии 2 м от уровня проводов устанавливает блок бесконечного каната, по которому на опору поднимается измерительная штанга. Электромонтер накладывает щуп головки измерительной штанги на шапки двух смежных изоляторов крайней изолирующей подвески. Пробой искрового промежутка при использовании штанги с постоянным искровым промежутком свидетельствует об исправности изолятора. Проверку изоляторов начинают от траверсы.

При применении штанги с переменным искровым промежутком накладывают щуп головки измерительной штанги на шапки двух смежных изоляторов, поворачивают штангу вокруг оси до пробоя искрового промежутка и по показанию стрелки прибора измерительной головки определяют напряжение пробоя. По окончании проверки изоляторов крайней изолирующей подвески с этой же стойки опоры производят проверку изоляторов средней изолирующей подвески. Затем измерительную штангу по бесконечному канату опускают на землю и поднимают к электромонтеру, находящемуся на второй стойке опоры. Второй электромонтер проверяет изоляторы второй крайней изолирующей подвески. Результаты измерений записывают в ведомость проверки линейной изоляции.

К этим работам допускаются специально обученные лица. При выявлении в гирлянде 50 % дефектных изоляторов дальнейшие измерения должны быть прекращены. При работах на анкерно-угловых опорах ВЛ 35 кВ запрещается производить измерения, устанавливая штангу между петлей провода и гирляндами изолирующей подвески.

Проверка сопротивления изоляторов на линиях может быть осуществлена с помощью мегаомметра при снятом напряжении. Кроме того, иногда используются специальные испытательные устройства, с помощью которых на линию подают повышенное напряжение.

Замену дефектных изоляторов или целиком гирлянды изоляторов осуществляют без опускания или с опусканием провода. Перед началом работ проверяют состояние опор. У металлических опор особое внимание обращают на наличие болтов крепления опоры к фундаменту, у железобетонных – на отсутствие трещин, сколов, у деревянных – на загнивание древесины.

Замена гирлянды изоляторов *без опускания провода* производится следующим образом. После подготовки рабочего места на траверсе около изолирующей подвески устанавливают верхний блок бесконечного каната.

По бесконечному канату электромонтер поднимает на траверсу блоки № 1 и № 2, полиспаст, лестницу, страхующую петлю и тяговый канат. У основания опоры устанавливается блок № 3. Ходовой конец полиспаста заряжают через блоки № 2 и № 3 и подают на тяговый механизм. Тяговый канат заряжают через блок № 1 и одним концом закрепляют за ремонтируемую изолирующую подвеску между вторым и третьим изоляторами, второй конец опускают на землю. В необходимых случаях к изолирующей подвеске привязывают оттяжку из хлопчатобумажного каната.

По команде производителя работ с помощью полиспаста подтягивают провод к опоре до ослабления гирлянды изоляторов. Ходовой конец полиспаста закрепляют за опору, и гирлянду отсоединяют от провода. После закрепления ходового конца каната полиспаста блок № 3 освобождается. Нижний конец капронового тягового каната, соединенного с гирляндой, заряжают в блок № 3, и на канат принимают нагрузку гирлянды. Затем гирлянда отсоединяется от траверсы и опускается на землю. С помощью тягового каната поднимается новая гирлянда, которая сначала крепится к траверсе, а затем к проводу. Затем этот канат убирается, нагрузка от провода с полиспаста переводится на изолирующую подвеску. Затем с опоры убирают все приспособления и инструмент.

Замена гирлянды изоляторов *с опусканием провода* производится в случае невозможности проведения работ с траверсы или со стойки опоры. На траверсе около гирлянды устанавливают блок № 1, около стойки опоры – блок № 2 и у основания опоры – блок № 3. Затем через эти блоки пропускают стальной канат, один конец которого с помощью захвата крепится к проводу, другой конец соединяется с тяговым механизмом. К изоляторам крепится оттяжка хлопчатобумажного каната. Стальной канат предварительно натягивается, и изоляторы привязываются к канату. После этого величину тяжения с помощью тягового механизма увеличивают до ослабления сцепной арматуры подвески, и подвеска отсоединяется от траверсы. Затем провод с подвеской опускается на землю, ремонтируется или заменяется на новый. Отремонтированная подвеска привязывается к стальному канату, вместе с проводом поднимается на опору и крепится к траверсе. Привязывание подвески к стальному канату в нескольких местах обеспечивает вертикальный подъем подвески и облегчает крепление ее к траверсе. После закрепления стальной канат ослабляется, и нагрузка от провода переходит на изолирующую подвеску.

На ЛЭП, где масса провода незначительна, возможна замена изоляторов *с применением телескопической вышки*. После допуска бригады к работе телескопическую вышку устанавливают под дефектной изолирующей подвеской, и два электромонтера влезает в корзину вышки. По бесконечному канату в корзину подаются инструмент, приспособления и новые изоляторы.

По команде производителя работ корзина телескопической вышки поднимается до соприкосновения с проводом. При дальнейшем подъеме корзины ослабляется изолирующая подвеска. Страховущей петлей изолирующую подвеску подвязывают к траверсе опоры ниже дефектного изолятора. Заменяют дефектный изолятор. В случае, если телескопической вышкой невозможно поднять провод, используют полиспаст, который устанавливают между траверсой опоры и проводом.

Замена дефектных штыревых изоляторов на промежуточных опорах линий 0,38–10 кВ осуществляется без опускания провода. После демонтажа вязок специальным ключом старый изолятор снимают со штыря, заменяют полиэтиленовый колпачок. Перед установкой полиэтиленовый колпачок размягчают в горячей воде при температуре 85–90 °С, затем ударами деревянного молотка насаживают на крюк. После этого устанавливают новые изоляторы и закрепляют провода.

В настоящее время широкое распространение получают работы по замене изоляторов под напряжением. К таким работам допускаются только специально обученные лица.

Определение степени загнивания деревянных опор. Наличие загнивания устанавливают путем простукивания древесины молотком по всей длине стойки. В местах загнивания при ударах звук получается глухим. Для правильного определения наличия загнивания простукивание производят в сухую и не морозную погоду. Состояние пасынков проверяют, откапывая их на глубину 0,5–0,6 м. В местах проверки на загнивание измеряют наружный диаметр древесины матерчатой лентой. Для определения степени загнивания используются приборы, принцип действия которых основан на измерении усилия, с которым игла прокалывает древесину. На основании многочисленных измерений установлено, что игла проникает в загнившую древесину с усилием менее 300 Н.

Прибор состоит из корпуса с цилиндром, внутри которого перемещается игла с указателем. На цилиндре нанесена шкала, показывающая усилие, с которым игла входит в древесину. Величина хода цилиндра в корпусе равна величине углубления иглы. Вращая винт ручкой, перемещают гайку внутри корпуса. Прибор к опоре крепится с помощью цепи. Упор обеспечивает устойчивость прибора при замерах. Для измерения степени загнивания вращением ручки углубляют иглу прибора в древесину и по шкалам определяют величину углубления иглы и усилие прокола. При наружном загнивании (усилие менее 300 Н) прокол продолжают до тех пор, пока усилие не станет больше 300 Н.

Более удобным является прибор, в основу которого положено определение механической прочности древесины при ввертывании буравчика. При заглублении буравчика пружина закручивается на угол, величина которого пропорциональна степени прочности древесины. На цилиндрической поверхности нанесены четыре одинаковые шкалы (по 12 делений) условного

сопротивления древесины смятию. Деления 1–3 соответствуют гнилой древесине, деление соответствует незагнившей, но мягкой крупнослойной древесине (браковке не подлежит), деления, соответствуют древесине средней прочности, а – древесине высокой прочности. Для определения видимого наружного загнивания производится прокалывание древесины нажатием. По рейке (со шкалой) определяется глубина прокалывания, а по шкале – усилие прокалывания.

Для неразрушающего контроля наличия загнивания в деталях деревянных опор может быть использован определитель загнивания древесины (ОЗД). Этот прибор работает по принципу фиксации изменения ультразвуковых колебаний при прохождении через древесину. В здоровой древесине ультразвуковые колебания распространяются практически без затухания, а в загнившей – происходит частичное поглощение колебаний. Определитель загнивания древесины состоит из излучателя и приемника, которые прижимаются к контролируемой древесине с противоположных сторон по сечению.

Индикатор прибора имеет три сектора: зеленый, желтый и красный. Положение стрелки в зеленом секторе означает, что древесина не имеет загнивания, положение стрелки в желтом секторе указывает на наличие незначительного загнивания, в красном – на наличие значительного загнивания. С помощью ОЗД возможно ориентировочно определить состояние древесины, поэтому этим прибором определяют допустимость подъема электромонтеров на опору для производства работ.

Загнивание пасынков и стоек замеряют с трех сторон под углом примерно 120° , а траверс – сверху и снизу. После измерений заполняют специальную ведомость, в которой указывают наружный диаметр места измерения, результаты замеров и данные линии (наименование линии, тип опоры, ее номер и др.). На основании результатов измерения решается вопрос о ремонте опоры линии электропередачи. В случае, если древесина опоры сгнила до такой степени, что эквивалентный диаметр опоры, определяемый расчетом, меньше минимально допустимого диаметра, опора или ее детали должны быть заменены. Величина эквивалентного диаметра для различных видов загнивания (поверхностное, внутреннее, неполное внутреннее) определяется специальными расчетами. Если величина эквивалентного диаметра больше минимального диаметра на 2–4 см, то детали опоры проверяют более часто, так как считается, что процесс загнивания начался и скорость его равна примерно 1 см в год. При проверке на загнивание подземной части опор часто наблюдается выщелачивание антисептирующих веществ и наличие в начальной стадии поверхностного загнивания древесины. Для продления сроков службы стоек опор (пасынков) в их наземной части устанавливают *антисептический бандаж*, который состоит из наружного водонепроницаемого слоя (синтетическая пленка, рубероид и др.) и внутреннего слоя из антисептической пасты. Перед наложением антисептика участок очищают от гнили, затем наносят кистью антисептическую пасту слоем 3–5 мм и на обработанный

участок накладывают ленту из синтетической пленки или рубероида, которую фиксируют с помощью гвоздей, а верхний обрез бандажа обвязывается проволокой диаметром 1–2 мм. Другая технология работ предусматривает заготовку гидроизоляционных листов с заранее наложенным антисептиком. Эти листы доставляются на линию и ими обертываются откопанные и очищенные стойки опоры. Все швы и верхняя кромка бандажа замазываются лаком.

Выправка опор. Технология производства работ при выправке опор зависит от конструкций опор, наличия специального инструмента и механизмов.

Выправка промежуточных П-образных деревянных опор вдоль оси линии производится следующим образом. Перед выправкой деревянных опор необходимо проверить древесину на загнивание. После допуска бригады к работе два электромонтера по стойкам поднимаются до траверсы, проверяют траверсу на загнивание и устанавливают бесконечные канаты.

По бесконечным канатам на траверсу поднимают и устанавливают две цепные стяжки, которыми стягивают стойки с траверсой. В случае если выправка опор осуществляется с полной откопкой котлованов, со стороны крена опоры устанавливают тормозные оттяжки, которые крепятся с одного конца к месту сопряжения стоек с траверсой опоры, а со второго – к полиспасту. Полиспаст прикрепляют к якорю, установленному в земле. Для оттяжек используют хлопчатобумажный канат диаметром не менее 20 мм. Затем поднимают тяговые канаты, которые одним концом петель закрепляются за сопряжения стоек с траверсой опоры. Вторым концом тягового каната сцепляют с тяговым механизмом. В качестве тягового каната используют стальной трос диаметром не менее 13 мм. В случае необходимости ослабляют крепление проводов в глухих поддерживающих зажимах. По команде производителя работ дается предварительная нагрузка на оттяжки и тяговые канаты. После этого с противоположной крену опоры стороны бурят или откапывают котлованы. По команде производителя работ натягивают тяговый канат и одновременно ослабляют тормозные оттяжки до момента установки опоры в вертикальное положение. По окончании выправки опор котлованы засыпают грунтом с подсыпкой и трамбовкой щебнем или гравием. После выправки придают гирляндам вертикальное положение, закрепляют провод в зажимах и подтягивают все крепежные болты и бандажи.

Во время работы тягового механизма запрещается электромонтерам находиться на опоре. Выправка опоры должна производиться плавно, без рывков. Запрещается производить выправку опор при загнивании древесины сверх допустимых норм.

Выправка перекоса деревянных промежуточных П-образных опор осуществляется с помощью домкрата или телескопической вышки. При использовании телескопической вышки вместо корзины устанавливают специальную насадку с подъемным блоком. После допуска бригады к работе и

проверки элементов опоры на загнивание к стойке опоры задним ходом подгоняют телескопическую вышку, выравнивают и заземляют ее.

Телескоп при подъеме к опоре устанавливается вертикально, но не выдвигается. Конец тягового каната грузовой лебедки телескопической вышки пропускают через подъемный блок и закрепляют к выправляемой опоре выше ее приставки. После этого предварительно натягивают тяговый канат и ослабляют старые бандажи. По команде производителя работ стойку опоры поднимают до нормального положения и устанавливают два цепных бандажа. Затем заменяют старые проволочные бандажи, снимают цепные бандажи, отвязывают тяговые канаты, снимают заземления с телескопической вышки, и вышка отъезжает от опоры. При проседании обеих стоек опоры выправку их производят поочередно.

При отсутствии телескопической вышки или невозможности ее подъезда к опоре выправка стоек опоры производится с помощью домкратов. Для выправки под торец просевшей стойки на шпалу устанавливают домкрат. Между выдвижным винтом домкрата и торцом стойки устанавливают деревянную прокладку и выдвигают винт домкрата до упора в торец просевшей стойки. Рядом с проволочными бандажами устанавливают цепные бандажи, которые затягиваются неплотно. После этого электромонтеру необходимо подняться на опору и проверить ее элементы на загнивание. С помощью домкрата производят подъем просевшей стойки и затягивают цепные бандажи. Затем заменяют старые проволочные бандажи, снимают цепные бандажи, убирают прокладки и домкрат.

Выправку железобетонной промежуточной одностоечной свободностоящей опоры поперек линии осуществляют с помощью телескопической вышки. К выправляемой опоре подъезжает телескопическая вышка. Телескоп устанавливается в вертикальное положение. Затем в корзину телевышки поднимается электромонтер, телескоп выдвигается. При подъеме корзины электромонтер обследует стойку опоры. Опора не должна иметь сверхдопустимого раскрытия трещин бетона, а также его сколов. После обследования телескоп опускается в исходное положение, телевышка отъезжает от опоры, а затем телескоп укладывается в транспортное положение. Для выправки опоры со стороны, противоположной ее крену, с помощью буровой установки вырывают котлован на глубину 1,0–1,5 м. Диаметр бура должен быть не менее половины диаметра стойки выправляемой опоры. После очистки котлована от грунта электромонтер закрепляет один конец тягового каната через деревянные подкладки к телу опоры на уровне 4 м от земли. Второй конец каната сцепляется с тяговым механизмом, который должен быть удален от опоры на расстояние не менее коэффициента 1,2 ее высоты. В дальнейшем плавно увеличивают нагрузку на тяговый канат и производят выправку опор, при которой вершина опоры перейдет за вертикальное положение на 20–30 см. В момент натяжения тягового троса члены бригады

должны находиться на расстоянии не меньшем, чем высота опоры. Засыпку производят с послойной трамбовкой грунта.

В слабых грунтах на глубине 0,7 м перпендикулярно направлению выправки устанавливают железобетонный ригель. После закрепления опоры в грунте с нее снимают тяговый канат.

Измерение сопротивления заземления опор. Для измерения сопротивления заземления опор применяют измеритель сопротивления заземления типа М-416. Измерения рекомендуется проводить при наибольшем удельном сопротивлении грунта (летом в сухую погоду). Измеренное значение сопротивления заземляющего устройства умножается на поправочные коэффициенты, учитывающие конфигурацию устройства, климатические условия и состояние почвы. Поправочные коэффициенты определяются по специальным таблицам, которые изложены в ПТЭ.

Для измерения сопротивления заземления металлических и железобетонных опор с грозозащитными тросами необходимо производить отсоединение и изоляцию троса от опоры, так как контур заземления данной опоры через трос электрически связан с контурами заземления других опор. Работа это трудоемкая, кроме того, требует соблюдения особых мер безопасности. Поэтому специалистами энергосистем разработан способ измерения сопротивления заземления без отсоединения троса с помощью прибора ИЗБОТ. В основу этого способа положен метод амперметра и вольтметра. При этом используется энергия, наведенная в тросах линии электропередачи за счет электромагнитной и электростатической связей между проводами линии электропередачи и тросом. При стекании электрического тока по опоре и через заземлитель в нем возникает падение напряжения, которое измеряется с помощью вольтметра. Для измерения величины стекающего тока используются специальные токоизмерительные клещи, сердечник которых должен охватывать тело опоры.

Вольтметр включается между заземляющим контуром (5) и специальным зондом (4). Измерение сопротивления заземляющих устройств опор прибором ИЗБОТ без отсоединения грозозащитного троса осуществляется следующим образом. Перед измерением необходимо проверить надежность соединения заземляющего контура с телом опоры и собрать схему измерения. На расстоянии 30 м от опоры перпендикулярно оси линии на глубину 0,5–0,6 м забивают заземляющий зонд и проводом присоединяют его к зажиму «зонд» измерительного устройства. К заземляющему контуру опоры прикрепляют трубку с проводником, который присоединяют к зажиму «опоры» измерительного устройства. Стойку опоры охватывают токоизмерительными клещами, выходы которых присоединяют к амперметру измерительного устройства. Для работы на металлических опорах используется комплект из четырех токоизмерительных клещей. Далее вольтметром измеряют напряжение между заземлителем и зондом, а амперметром измеряют ток, стекающий по телу опоры в заземлитель. Измеренные значения напряжения и тока

записывают в специальную ведомость и по ним определяют значение сопротивления контура заземления. В ведомости указываются дата проверки, номер опоры, сопротивление контура заземления, результаты осмотра, сведения о приборах, которыми производились измерения, и о лицах, проводивших измерения.

Проверка тяжения в оттяжках опор проводится с помощью индикатора типа ИН. В основу действия индикатора положен принцип определения натяжения в гибкой связи путем прогиба ее поперечной силой. Для измерения трос оттяжки накладывают на ролик и захват индикатора, затем силовой рычаг индикатора опирают на трос, создавая прогиб троса. Величина тяжения измеряется динамометром индикатором, который снабжен сменными роликами и захватами с различными диаметрами для измерения тяжения в тросах различного диаметра.

Регулирование величины натяжения в оттяжках производят закручиванием или откручиванием гаек натяжных устройств. Если полностью использована длина нарезной части болтов натяжного устройства, то производят ремонт оттяжки в клиновом зажиме.

Измерение сопротивления петли «фаза-нуль». Для измерения сопротивления цепи «фаза-нуль» в сети напряжением 380/220 В используют прибор типа М-417 (рис. 37). Принцип действия прибора основан на измерении падения напряжения на нагрузочном активном сопротивлении, величина которого заранее известна. Падение напряжения на нагрузочном сопротивлении – разность между фазным напряжением и падением напряжения в цепи «фаза-нуль» зависит от сопротивления петли «фаза-нулевой провод».

Перед измерением рукоятку «Калибровка» (2) необходимо поставить в крайнее левое положение, подключить зажимам (6, 8) соединительные провода, один из которых с помощью зажима (9) следует присоединить к нулевому проводу в конце линии 380 В, а другой – к фазному проводу. Во время подключения необходимо по технике безопасности напряжение снять, но если с прибором работают два лица с квалификационной группой не ниже третьей, допускается подключение под напряжением, но при этом необходимо пользоваться диэлектрическими перчатками. При подключении соединительных проводов и подачи напряжения должна загораться сигнальная лампа (5) ($Z \neq \infty$), что свидетельствует о целостности цепи зануления. В случае если сигнальная лампа не загорится, необходимо прекратить измерения до отыскания места обрыва.

После проверки цепи зануления необходимо нажать кнопку «Проверка калибровки» (3) и с помощью рукоятки «Калибровка» (2) установить стрелку прибора на нуль, отпустить кнопку «Проверка калибровки» и нажать кнопку «Измерение» (4).

Если сопротивление петли «фаза-нулевой провод» более 2 Ом, в измеряемой цепи появляется опасное напряжение (более 36 В), поэтому в приборе предусмотрен автоматический контроль уровня напряжения. При

появлении на корпусе напряжения более 36 В, при измерении загорается сигнальная лампа (1) ($Z > 2 \text{ Ом}$), при этом измерение прекращается автоматически.

После измерения сопротивления петли «фаза-нулевой провод» подсчитывают ток однофазного короткого замыкания, находят отношение этого тока к номинальному току расцепителя автоматических выключателей и плавких вставок, защищающих данную линию.

Чистка изоляторов может производиться на отключенной ВЛ протиркой вручную или на линии под напряжением путем обмыва изоляторов струей воды. Для обмыва используется телескопическая вышка, в которой устанавливается вспомогательная стойка для ствола с насадкой, по которой под давлением подается вода для обмыва.

Для обмыва применяют воду, которая подвозится в автоцистернах и должна иметь удельное электрическое сопротивление не менее $700 \text{ Ом} \cdot \text{см}$. Если обмыв изоляторов производится без отключения линии, к работе допускаются только специально обученные лица.

Ремонт железобетонных опор. Различают следующие дефекты железобетонных опор: поперечные трещины, раковины, щели, пятна на бетоне.

При наличии поперечных трещин в зависимости от их ширины и типа опоры производят окраску поверхности бетона в зоне трещин, заделку трещин полимерцементным раствором, установку бандажей и замену опоры.

Для центрифугированных или вибрированных опор с ненапряженной или напряженной стержневой арматурой при ширине трещин 0,3–0,6 мм производят окраску поверхности бетона химически стойкими красителями. Первоначально окрашиваемую поверхность промывают растворителем Р-4, затем грунтуют слоем лака марки ХСЛ и покрывают слоем смеси этого лака с цементом (они смешиваются в соотношении 1:1 по массе). После просушки наносится слой перхлорвиниловой эмали марки ХВ-1100.

Для приготовления полимерцементного раствора первоначально смешивают цемент с песком, затем добавляют эмульсию полимера и воду, которые тщательно перемешиваются. Состав полимерцементного раствора по массе (в процентах) зависит от того, для каких целей приготавливается раствор. Для шпатлевки при заделке трещин берется 5 % полимерной эмульсии, 28 % портландцемента марки 400–500, 56 % песка мелкозернистого и 10 % воды. При заделке раковин и сколов первоначально место заделки смачивают 10%-м раствором полимерной эмульсии, затем с помощью шпателя или мастерка полимерцементный раствор втирается в трещину. Через 1 ч место заделки смачивается водным раствором эмульсии, присыпается сухим цементом и заглаживается. Такую же технологию заделки полимерцементным раствором применяют при отслоении поверхностного слоя бетона толщиной 3–5 мм.

При ширине трещины более 0,6 мм или наличии раковин либо отверстий площадью до 25 см^2 (не более одной раковины или одного отверстия на опору) устанавливают железобетонный бандаж. Перед наложением бандажа

поверхность опоры очищают от грязи и пыли, удаляют отслаивающийся бетон и поверхность опоры насекают зубилом. При ремонте опор с вертикальными трещинами устанавливают поперечную арматуру, а для ремонта опор с горизонтальными трещинами – продольную арматуру в виде стального каркаса (используют сталь диаметром 16 мм). После установки арматуры и опалубки вокруг опоры пространство между ними заполняется бетоном. Края бандажа должны на 20 см перекрывать зону разрушения бетона.

При наличии продольных трещин длиной более 3 м на всей поверхности бетона, раковин или отверстий площадью более 25 см² производят замену опоры.

Окраска металлических опор. Перед окраской поверхность должна быть очищена от остатков старой краски, грязи, пластовой и рыхлой ржавчины. Для этого используют скребки, стальные щетки. На подготовленную поверхность наносят преобразователь ржавчины, который может быть приготовлен заранее или на месте производства работ. Для приготовления этого преобразователя используют ортофосфорную кислоту 40%-й концентрации и цинк в виде порошка, пыли и гранул, которые смешивают в соотношении 9:1. В посуду первоначально вливается ортофосфорная кислота и далее небольшими порциями добавляется цинк. Преобразователь ржавчины готовят за сутки до применения. Работы по нанесению преобразователя ржавчины производятся при температуре не ниже +5 °С. Преобразователь с помощью кисти наносят тонким слоем, достаточным для пропитки слоя ржавчины. Преобразователь ржавчины действует с течением времени, поэтому после его нанесения нужна выдержка 4–6 суток. Для окраски поверхности, обработанной преобразователем ржавчины, используют грунт – шпатлевку марки ЭП-00-10, эпоксикаменноугольный лак ЭКП-1, лак БТ-577, краску БТ-177. Применение конкретного типа красителя зависит от условий эксплуатации опор. Поверхность опор, как правило, красят в два слоя сверху вниз. Для окраски верхних частей опоры на ней устанавливают бесконечный канат, по которому поднимают ведро с краской, которое затем устанавливают в удобном для работы месте. На траверсах опоры ведро с краской устанавливают не ближе 1 м от места крепления гирлянд. Особую осторожность при окраске соблюдают при покраске металлоконструкций в месте закрепления изолирующей подвески. Для предотвращения попадания краски на изоляторы на шапку верхнего изолятора гирлянды устанавливают специальный щит.

Очистка трассы линий электропередачи производится с целью исключения аварий из-за падения деревьев на провода и перекрытия линий ветвями подрастающих деревьев, а также для защиты от пожаров. Очистка площадок опор производится для защиты сельхозугодий от сорной растительности, произрастающей на этих площадках. Применяется ручная механическая и химическая очистка трассы линии электропередачи. Работа по очистке трассы линии производится на основании годового плана – графика работ по расчистке трасс ВЛ.

При *ручной очистке* трассы из состава бригады формируются звенья по три человека. Перед выездом на трассу проводится специальный инструктаж и проверяется инструмент. К работе по вырубке и валке деревьев не допускаются лица моложе 18 лет. Обычно на место работы при большом ее объеме тягачом вывозят передвижной вагончик.

Перед вырубкой трассу в радиусе 50 м ограждают предупредительными знаками. Валку деревьев производят вдоль трассы. Первоначально вокруг дерева, подлежащего повалу, вырубает кустарник и подлесок, затем дерево закрепляют страхующей расчалкой на высоте 5–6 м от уровня земли с помощью штанги. В качестве страхующей расчалки используют капроновый канат диаметром 16 мм. Нижний конец расчалки закрепляют за ближайшее соседнее дерево у основания и производят подпил дерева со стороны падения ствола. Далее производят основной срез со стороны, противоположной направлению падения, на 3–4 см выше нижней плоскости подпила. Формы подпила зависят от диаметра деревьев. Если диаметр дерева $d < 20$ см, его подпиливают одним горизонтальным резом, перпендикулярным оси ствола.

Если диаметр дерева 20–30 см, то его подпиливают двумя горизонтальными резами. Если $d > 30$ см, то дерево подпиливают в форме «клина».

После подпила с помощью валочной вилки (при $d < 10$ см) или страхующей капроновой оттяжки, длина которой должна быть не менее двойной высоты дерева, или тягового троса и механизма производится валка дерева. Перед началом работ по валке все члены бригады, непосредственно не участвующие в работе, удаляются в безопасную зону. Запрещается валка деревьев при тумане, в метель, гололедицу, при видимости на расстоянии менее 50 м, при скорости ветра более 7,5 м/с. Расстояние между работающими бригадами должно быть не менее 50 м.

Механическая расчистка трасс выполняется с помощью бульдозера, кустореза, катка-кустореза. Для подборки валков и сгребания кустарника в кучу используются кустарниковые навесные грабли. Очистка трассы от завалов леса и пней производится с помощью специального корчевателя-собирателя, закрепленного на гусеничном тракторе.

Химическая очистка трассы осуществляется с помощью ручного ранцевого опрыскивателя типа ОПР-12 и моторных (тракторных) опрыскивателей ОН-400. Ручной и тракторный опрыскиватели применяются для химической очистки площадок опор в сухую безветренную погоду. Химическая обработка площадок опор производится весной при появлении всходов, а также в летне-осенний период интенсивного роста растений. Работа выполняется в противопылевом респираторе (или респираторе с противогазовым патроном) и в комбинезоне из брезентовой парусины или хлопчатобумажной ткани с кислотостойкой пропиткой, резиновых перчатках, сапогах и защитных очках.

Химическую расчистку трасс от древесно-кустарниковой растительности производят в период полного развития листьев.

Применение мощных опрыскивателей типа ОВТ-1А или авиации разрешается, если на границе обрабатываемой трассы или на самой трассе отсутствуют населенные пункты, заповедники, чувствительные сельскохозяйственные и лесные культуры, водоемы.

Задания

Ответить на вопросы практического занятия.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Как проверить расстояние проводов до поверхности земли и различных объектов?
2. Как измеряют габарит и проверяют стрелу провеса проводов ВЛ?
3. Как осуществляется регулировка стрел провеса проводов и тросов?
4. Как выполняют контроль состояния изоляторов?
5. Как определить степень загнивания деревянных опор?

Повышенный уровень

1. Какова технология производства работ при выправке опор?
2. Как измерить сопротивление петли «фаза-нуль»?
3. Как выполняется окраска металлических опор?
4. Как выполняется очистка трассы линий электропередачи?

Рекомендуемая литература: [1, 3].

Практическое занятие № 4

Современные методы плавки гололеда и диагностика гололедообразования

Целью занятия является изучение современных методов плавки гололеда и способов диагностирования гололедообразования.

В результате практического занятия студенты должны знать современных методов плавки гололеда и способов диагностирования гололедообразования.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14-ПК-15.

Теоретическая часть

Принципиальная схема плавки гололеда на проводах ВЛ переменным током включает в себя:

- **схему источника питания (ИП)** установки плавки гололеда (УПГ), состоящей из коммутационной аппаратуры для сборки схемы плавки, измерительных трансформаторов, устройств контроля, управления, релейной защиты и диагностики УПГ с обогреваемой ВЛ;
- **схему соединения фазных проводов** воздушной линии электропередачи при плавке.

Местом размещения УПГ является, как правило, подстанция, от которой предусматривается *поочередная плавка гололеда* на отходящих линиях. Возможны также схемы с последовательно соединенными линиями, в которых рассматриваемая ВЛ подключается к «электрически удаленной» подстанции с УПГ. При этом в зависимости от конкретных условий, схемы и параметров электрической сети гололед плавится либо одновременно на всех последовательно соединенных ВЛ (*совмещенная плавка гололеда*), либо только на одной из них. В последнем случае плавка гололеда на одной из ВЛ может сочетаться с *профилактическим обогревом*, препятствующим гололедообразованию на проводах других ВЛ.

Если УПГ устанавливается на электрической станции, то для осуществления плавки гололеда могут использоваться различные схемно-режимные мероприятия, например, поочередная плавка гололеда на ВЛ, отходящих от шин станции, при сохранении параллельной работы генераторов с системой или выделение части генераторов специально для плавки гололеда.

Для плавки гололеда часто используется обходная система шин, к которой поочередно подключаются обогреваемые линии. При отсутствии обходной системы шин целесообразно ее выполнение, так как наличие таких шин существенно упрощает сборку схемы плавки гололеда, сокращает общую длительность режима плавки. Подача напряжения от источника питания на обходные шины обычно производится через ячейку плавки. Ячейка плавки должна иметь усиленную конструкцию, выбранную по наибольшему току плавки, необходимую защиту, схему управления выключателями и пофазный контроль тока.

Способы плавки гололеда. В зависимости от схемы источника питания и схемы соединения проводов ВЛ плавка гололеда на фазных проводах переменным током может производиться следующими способами:

- ***короткого замыкания*** (рис.4.1 - 4.4), когда обогреваемую линию закорачивают с одного конца, а с другого к ней подключают источник питания, мощность которого достаточна, чтобы обеспечить протекание требуемого тока плавки;
- ***встречного включения фаз*** (рис.4.5), при котором фазные провода на противоположных концах ВЛ подключаются к различным по величине или (и) по фазе напряжениям источников питания;
- ***перераспределения нагрузок*** в электрической сети с помощью специальных схемно-режимных мероприятий с целью повышения токовой нагрузки ВЛ, провода которой подлежат обогреву, до необходимой величины;
- ***наложения токов***, когда с помощью специально устанавливаемого оборудования, например, вольтодобавочного трансформатора, на рабочий ток накладывается дополнительный ток, создаваемый в контуре, частью которого является обогреваемая ВЛ.

Наибольшее распространение в электрических сетях энергосистем получил способ плавки гололеда током короткого замыкания как наиболее простой и эффективный, позволяющий максимально автоматизировать процесс сборки схемы плавки и восстановления нормальной работы электрической сети, что особенно важно при создании *автоматизированных систем управления плавкой гололеда* (АСУ ПГ).

Плавка гололеда по способу короткого замыкания имеет различные схемные варианты исполнения, отличающиеся видом искусственного КЗ:

- ***трехфазного короткого замыкания*** (рис.4.1);
- ***двухфазного короткого замыкания*** при соединении фазных проводов обогреваемой ВЛ по схеме:
 - «фаза-фаза» (рис.4.2,а,в), когда гололед плавится одновременно на двух последовательно соединенных фазах ВЛ;
 - «фаза-две фазы» (рис.4.2,б,г), в которой гололед плавится только на одной фазе, а две другие греются половинным током плавки;
- ***однофазного короткого замыкания*** при соединении фазных проводов обогреваемой ВЛ по схеме:
 - «фаза-земля» (рис.4.3,а);
 - «две фазы-земля» (рис.4.3,б), когда гололед одновременно плавится на двух параллельно соединенных фазах ВЛ;
 - «три фазы-земля» (рис.4.3,в), когда гололед одновременно плавится на трех параллельно соединенных фазах ВЛ;
 - «змейка» (рис.4.3,г), в которой гололед одновременно плавится на трех последовательно соединенных фазах ВЛ.
- ***двухфазного короткого замыкания на землю*** с обогревом двух или трех фаз ВЛ от источников питания:
 - ИП_з - с заземленной нейтралью (рис.4.4,а,б);
 - ИП_{зф1} - с заземленной особой фазой, отключенной от схемы плавки (рис.4.4,в,г);
 - ИП_{зф2} - с заземленной фазой, подключенной к схеме плавки (рис.4.4,д,е).

Источник питания

Обогреваемая линия

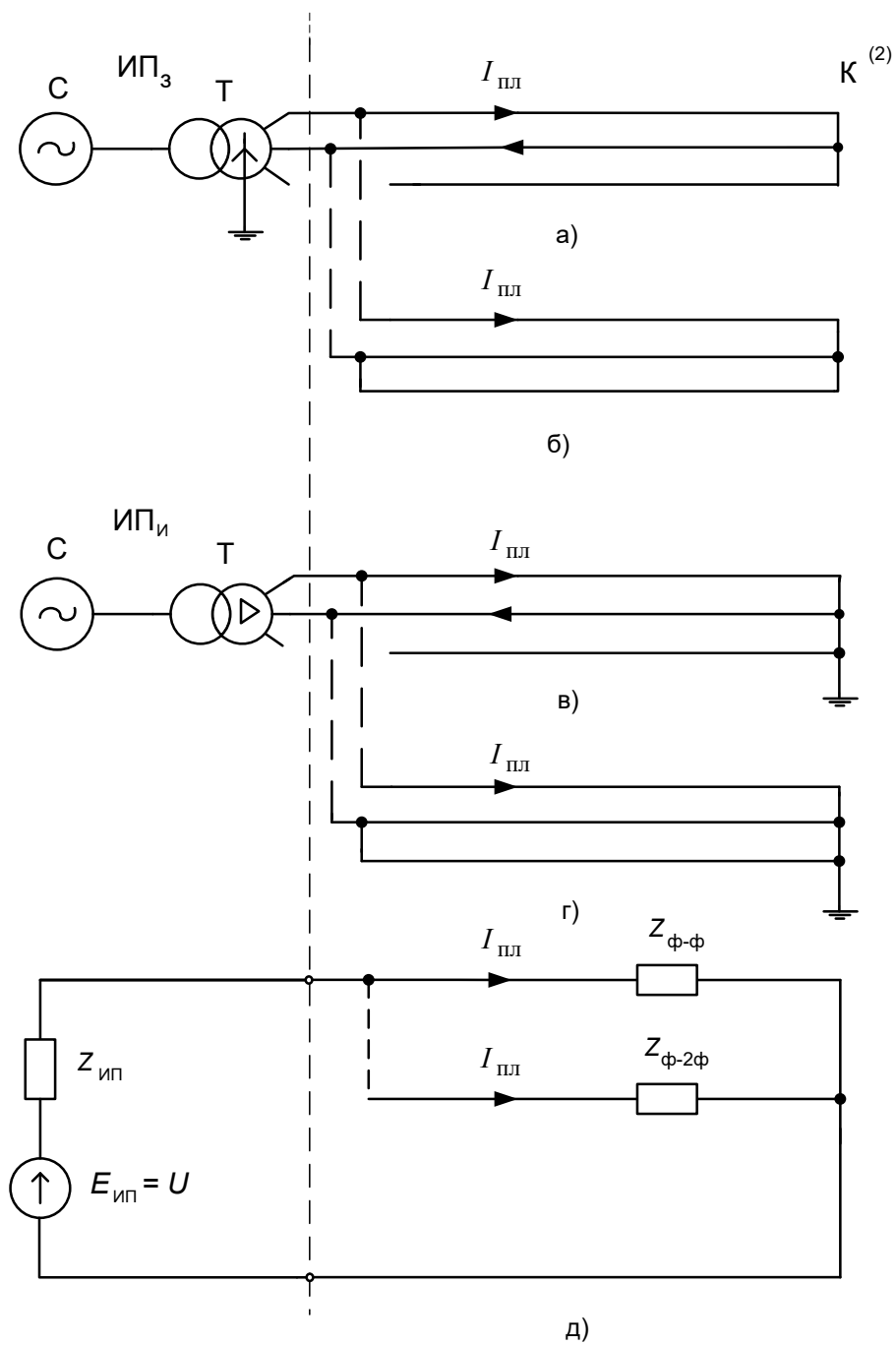


Рисунок 4.2 – Схемы плавки гололеда по способу двухфазного короткого замыкания с соединением проводов ВЛ «фаза-фаза» (а, в) и «фаза-две фазы» (б, г) при питании от источника с глухозаземленной (а, б) и с изолированной (в, г) нейтралью и расчетная схема замещения (д)

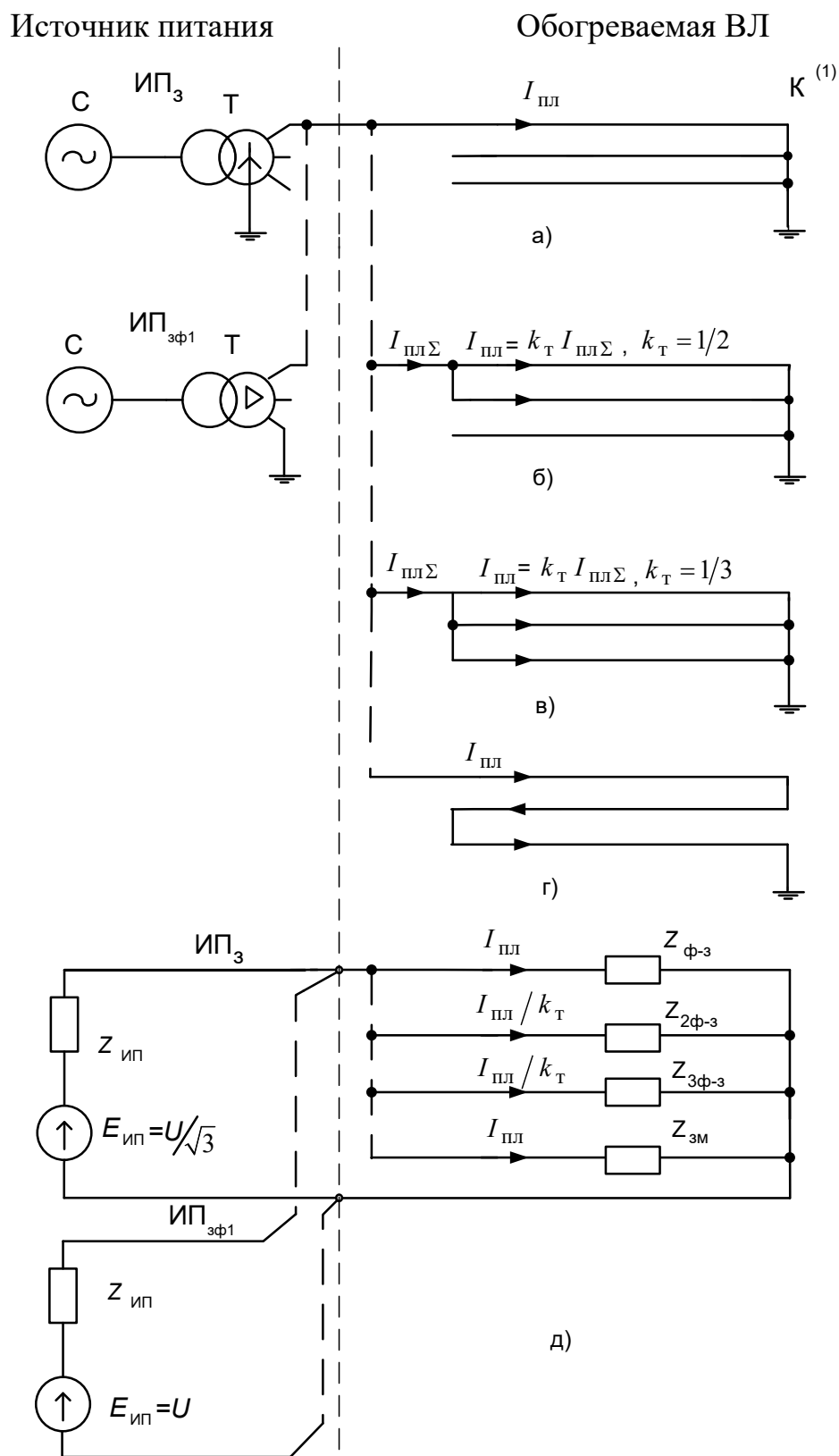


Рисунок 4.3— Схемы плавки гололеда по способу однофазного короткого замыкания с соединением проводов ВЛ: «фаза-земля» (а), «две фазы-земля» (б), «три фазы-земля» (в), «змейка» (г) и расчетная схема замещения (д)

Источник питания

Обогреваемая ВЛ

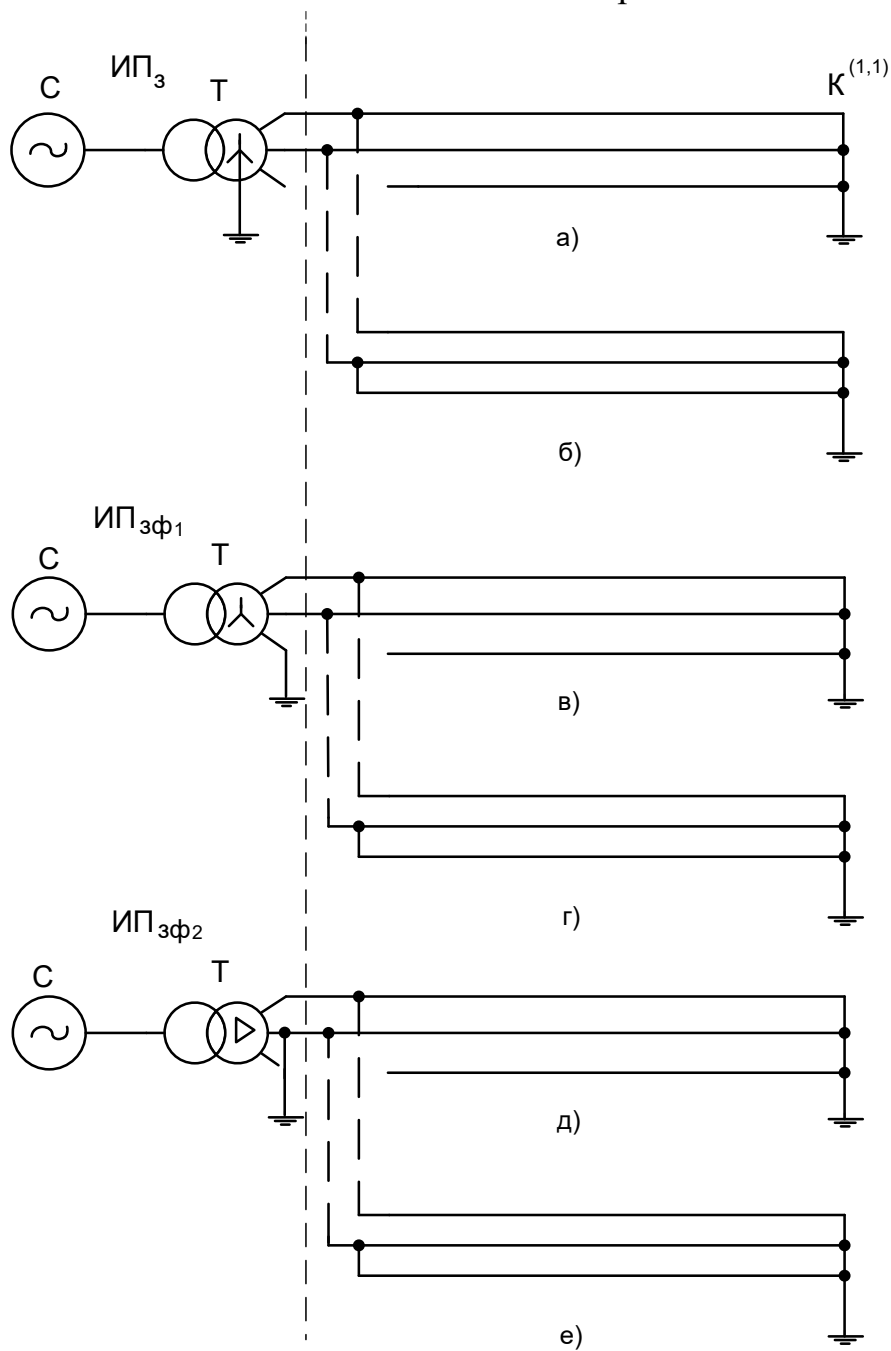


Рис.4.4 – Схемы плавки гололеда по способу двухфазного короткого замыкания на землю с обогревом двух или трех фаз ВЛ от источников питания:

ИП₃ - с заземленной нейтралью (а,б);

ИП_{3ф1} - с заземленной особой фазой, отключенной от схемы плавки (в,г);

ИП_{3ф2} - с заземленной фазой, подключенной к схеме плавки (д,е).

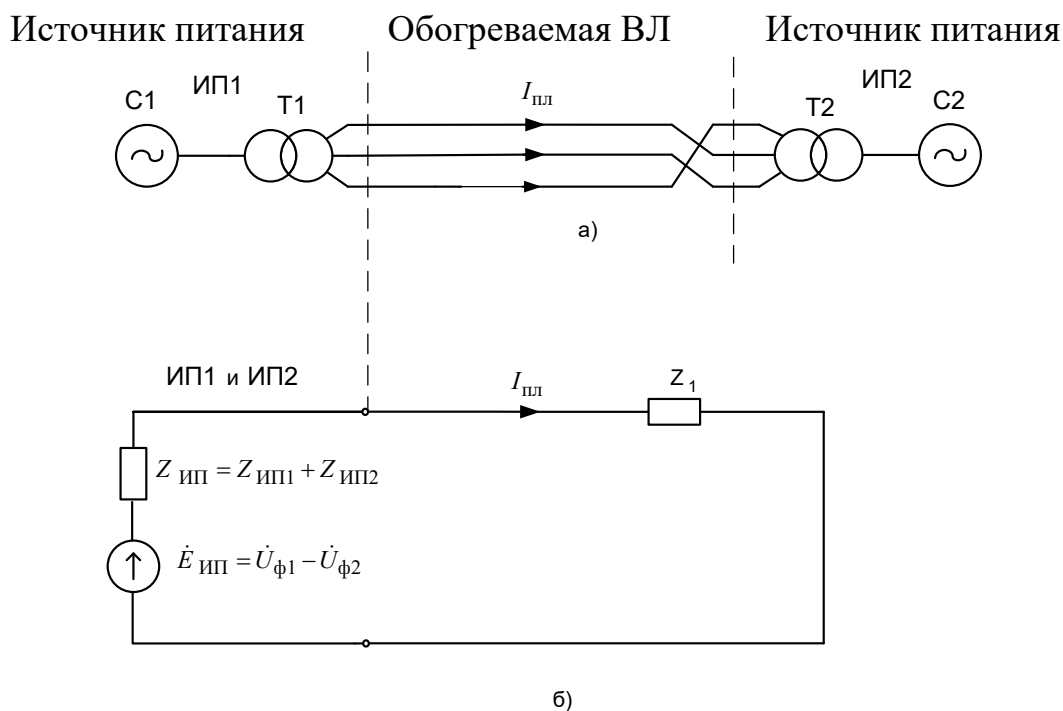


Рисунок 4.5 – Схемы плавки гололеда по способу встречного включения фаз (а) и расчетная схема замещения (б)

Наиболее эффективное средство предотвращения гололедных аварий – плавка гололеда на проводах и тросах ВЛ. Она позволяет удалить гололед на десятках километров линий в течение 0.5...1 часа, предотвратить опасную перегрузку и ликвидировать пляску проводов.

Для нагрева проводов может использоваться как переменный, так и постоянный ток. Применение переменного тока не требует значительных затрат, поскольку плавка производится непосредственно от существующей сети, но возможно при относительно небольших длинах обогреваемых линий, требуемых токах плавки и напряжениях (гл.4). Для мощных линий с проводами больших сечений и значительной длины преимущество имеет плавка постоянным током. Мощность питающего источника постоянного тока составляет для линий 220 кВ и выше порядка 20÷10% от требуемой при переменном токе, но необходим преобразователь переменного тока в постоянный – выпрямительная установка, которая сравнительно дорога. Практическое применение получили установки плавки гололеда с выпрямительными установками (ВУ), состоящими из выпрямительных мостов типа ВУКН–1200–14000, В–ТПЕД–1,6к–14к, В–ТППД–1,2к–14к для плавки гололеда постоянным током на проводах, а также грозозащитных тросах ВЛ–330–500 кВ.

Кроме ВУ, в состав установки плавки гололеда – УПГ входят:

- преобразовательный трансформатор с регулированием под нагрузкой или автотрансформатор районной подстанции и другие элементы источника питания;

- токоограничивающие реакторы;
- коммутационная аппаратура (выключатели, разъединители);
- комплекс релейной защиты, диагностики, определения места повреждения, использующий в качестве первичных измерительных трансформаторов специальные трансформаторы тока.

Место размещения УПГ – подстанция в узле электрической сети, которому подключено несколько линий, подлежащих обогреву. Плавка гололеда производится, как правило, с отключением линии из работы, но возможна и без отключения линии. Однако в этом случае УПГ имеют высокую стоимость и сложны в эксплуатации, поэтому не нашли применения в энергетике.

Связь между параметрами нормального режима на сторонах постоянного и переменного напряжений неуправляемого выпрямительного моста ВМ, а также между параметрами схемы *приблизленно* отражается следующими соотношениями:

$$\begin{aligned} I_{\phi} &= 0,817 I_d ; \quad \frac{E_d}{E_{\text{л}}} = \frac{U_d}{U_{\text{л}}} = 1,35 ; \quad U_d = I_d R_d ; \\ E_d &= I_d \left(\frac{3}{\pi} X_{\text{к}} + R_d \right) ; \quad R_{\text{вн}} = \frac{3}{\pi} X_{\text{к}} . \\ \underline{Z} &= R_{\sim} + jX_{\text{к}} ; \quad R_{\sim} = 0,52 R_d ; \quad S_{\sim} = \sqrt{3} U_{\text{л}} I_{\phi} , \end{aligned} \quad (4.1)$$

где I_{ϕ} , I_d – переменный фазный и постоянный токи плавки соответственно; $E_{\text{л}}, U_{\text{л}}, E_d, U_d$ – линейные ЭДС и напряжение на стороне переменного напряжения ВУ и выпрямленные ЭДС и напряжение на выводах выпрямителя; R_d – сопротивление проводов ВЛ постоянному току; $R_{\sim}$ – сопротивление проводов ВЛ, приведенное к стороне переменного напряжения; $X_{\text{к}}$ – реактивное сопротивление питающей сети, трансформатора и токоограничивающих реакторов, приведенное к ступени напряжения питания преобразователя (сопротивление фазы контура коммутации преобразователя); $R_{\text{вн}}$ – внутреннее сопротивление УПГ, $\underline{Z}$ – полное сопротивление схемы плавки, приведенное к стороне переменного напряжения; $S_{\sim}$ – полная мощность плавки.

Регулирование тока плавки достигается соответствующим выбором напряжения и количества выпрямительных агрегатов, выбором схемы соединения проводов ВЛ при плавке, изменением коэффициента трансформации трансформатора, питающего выпрямительную установку, и подбором сопротивления заземления (в схемах плавки через «землю»).

Принципиальная схема плавки гололеда постоянным током определяется:

- схемой источника питания УПГ;

- схемой соединения ВУ;
- схемой соединения проводов ВЛ при плавке;
- схемой коммутации питающей сети в рабочих и аварийных режимах.

Принципиальные схемы плавки гололеда переменным и выпрямленным током приведены на рис 1. При плавке гололеда переменным током (рисунке 4.6, а) ВЛ подключается к шинам 6-10 кВ непосредственно. При плавке гололеда выпрямленным током (рисунке 4.6, б) ВЛ подключается к шинам 6-10 кВ через выпрямитель UZ. В обоих случаях на другом конце провода ВЛ замыкаются накоротко.

Ток плавки $I_{пл}$ рекомендуется принимать равным $1,0 \dots 2,0 I_{доп}$.

Величина допустимого длительного тока $I_{доп}$ и удельных сопротивлений r_0 и jC_0 для проводов различных сечений приведены в таблице 4.1.

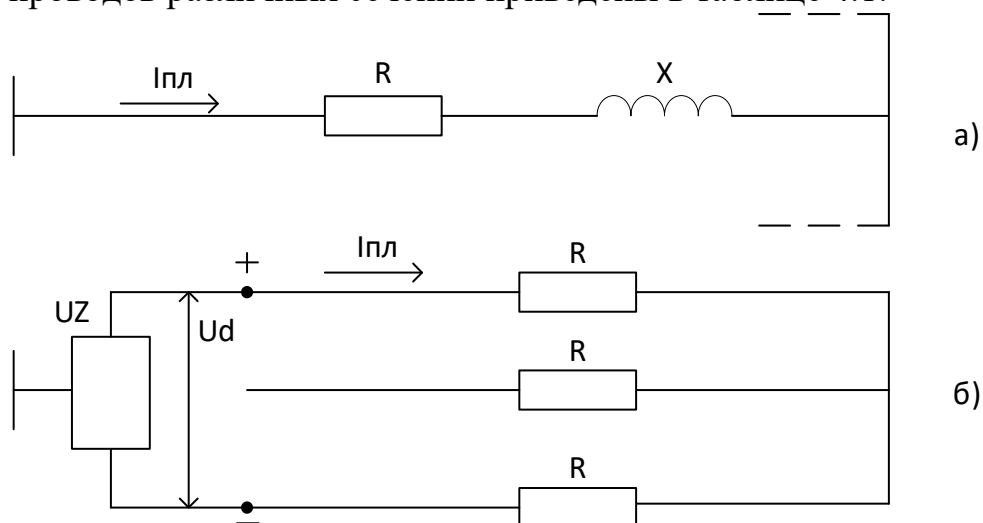


Рисунок 4.6 – Принципиальные схемы плавки гололеда переменным (а) и постоянным (б) током.

Таблица 4.1 – r_0 и $I_{доп}$ по сечениям провода

$F, \text{мм}^2$	70	95	120	150	185	240	300	400
$r_0, \text{Ом/км}$	0,43	0,31	0,25	0,2	0,16	0,12	0,1	0,07
$I_{доп}, \text{А}$	265	330	390	450	510	610	690	825

Примечание: Для проводов всех сечений принять $x_0=0,4 \text{ Ом/км}$

Таблица 4.2 – значение $\Sigma c\gamma_n S$ для 1 м провода

Марка провода	$\Sigma c\gamma_n S$ Вт·с/°C	Марка провода	$\Sigma c\gamma_n S$ Вт·с/°C	Марка провода	$\Sigma c\gamma_n S$ Вт·с/°C
А-25	61,4	АС-25	70,4	ПС-25	90
А-35	85,5	АС-35	114,2	ПС-35	126
А-50	123	АС-50	149,3	-	-
А-70	172	АС-70	209,5	-	-
А-95	232	АС-95	294,5	-	-

Таблица 4.3 – Толщина стенки гололеда b

Район по гололеду	Нормативная толщина стенки гололеда b , мм
-------------------	--

I	10
II	15
III	20
IV	25
V	30
VI	35
VII	40
Особый	Выше 40

Таблица 4.4 – Скорость ветра U

Показатель	Ветровой район						
	I	II	III	IV	V	VI	VII
Скорость ветра U , м/с	22	25	29	32	36	39	43

Плавка гололеда переменным током:

1. Принять определенную величину тока плавки гололеда $I_{пл}$
2. Определить сопротивления проводов ВЛ по формулам (1, 2, 3):

$$R = r_0 \cdot L \quad (4.2)$$

$$X = x_0 \cdot L \quad (4.3)$$

$$Z = R + jX \quad (4.4)$$

3. По величине тока $I_{пл}$ и полному сопротивлению Z вычислить линейное напряжение источника питания U по формуле (4); принять ближайшее номинальное напряжение:

$$U = I_{пл} \cdot Z \cdot \sqrt{3} \quad (4.5)$$

4. Для осуществления плавки от шин 10 кВ рекомендуется применить специальный трансформатор 10/42 кВ.

6. По величинам $I_{пл}$ и U определить полную трехфазную мощность $S_{пл}$, требуемую для плавки гололеда по формуле (5):

$$S_{пл} = I_{пл} \cdot U \cdot \sqrt{3} \quad (4.6)$$

7. По формуле (6) определить время плавки гололеда τ :

$$\tau = \frac{36,4\gamma d(b+0,265 \cdot d) \cdot 10^3 + 164\gamma(D^2 - d^2)t_2 + \sum c\gamma_n S(20+t_2)}{I^2 R_0 - (0,09D + 1,1\sqrt{UD})t_2}, \quad (4.7)$$

где γ – объемный вес льда 0,917 г/см³

d – диаметр провода без гололеда, см;

b – толщина стенки гололеда, см;

D – наружный диаметр провода, покрытого гололедом, см;

t_2 – абсолютное значение температуры воздуха, °С;

c – теплоемкость материала провода, Вт·с/(г·°С) (для, стали 0,462, для алюминия 0,92 Вт·с/(г·°С);

$I_{пл}$ – ток плавки, А;

R_{20} – сопротивление 1 м провода при температуре 20 °С, Ом;

U – скорость ветра, м/с.

Плавка гололеда постоянным током:

1. Принять такую же величину тока плавки гололеда $I_{пл}$
2. Определить активное сопротивление проводов ВЛ по формуле (4.2)
3. По величине тока $I_{пл}$ и активному сопротивлению R вычислить напряжение на выходе выпрямителя U_d по формуле (7); принять ближайшее номинальное напряжение:

$$U_d = I_{пл} \cdot \frac{R}{3} \quad (4.8)$$

4. По величинам $I_{пл}$ и R определить мощность на выходе выпрямителя P_d , требуемую для плавки гололеда по формуле (8):

$$P_d = I_{пл}^2 \cdot \frac{R}{3} \quad (4.9)$$

5. При определении мощности и линейного напряжения на входе выпрямителя использовать следующие приближенные выражения: $S \equiv P_d$,

$U \equiv U_d \cdot \sqrt{2}$; принять ближайшее номинальное напряжение.

7. По формуле (6) определить время плавки гололеда τ .

Исходя из величины мощности S , требуемой для плавки гололеда, рекомендовать для своего варианта конкретный способ плавки.

Задания

Воздушная линия электропередачи (ВЛ) длиной L , выполненная сталеалюминевыми проводами сечением F , проходит в районе интенсивного гололедообразования. Плавка гололеда на проводах ВЛ может осуществляться от шин низкого напряжения 6... 10 кВ питающей линию крупной узловой подстанции.

Рассчитать мощность S и напряжение U , требуемые для плавки гололеда переменным и выпрямленным током. Рекомендовать для своего варианта ВЛ конкретный способ плавки гололеда.

Варианты заданий принять по таблице 4.5 в соответствии с последней цифрой шифра.

Таблица 4.5 Исходные данные для выполнения ПЗ

Вариант	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
L , км	40	30	30	25	25	55	55	60	70	65
F , мм ²	70	70	95	95	120	150	185	240	300	400

Методические указания к решению задачи. Принципиальные схемы плавки гололеда переменным и выпрямленным током приведены на рис. 1.1. При плавке гололеда переменным током (рис. 1.1,а) ВЛ подключается к шинам 6... 10 кВ непосредственно. При плавке гололеда выпрямленным током (рис. 1.1,б) ВЛ подключается к шинам 6... 10 кВ через выпрямитель UZ . В обоих случаях на другом конце провода ВЛ замыкаются накоротко.

Ток плавки $I_{дл}$ рекомендуется принимать равным $1,0 \dots 2,0 I_{доп}$. Величина допустимого длительного тока $I_{доп}$ и удельных сопротивлений γ_0 и γ_{C0} для проводов различных сечений приведены в табл. 4.6.

Таблица 4.6

F, мм ²	70	95	120	150	185	240	300	400
Γ_0 , Ом/км	0,43	0,31	0,25	0,2	0,16	0,12	0,1	0,07
$I_{\text{доп}}$, А	265	330	390	450	510	610	690	825

Примечание: Для проводов всех сечений принять $x_0=0,4$ Ом/км

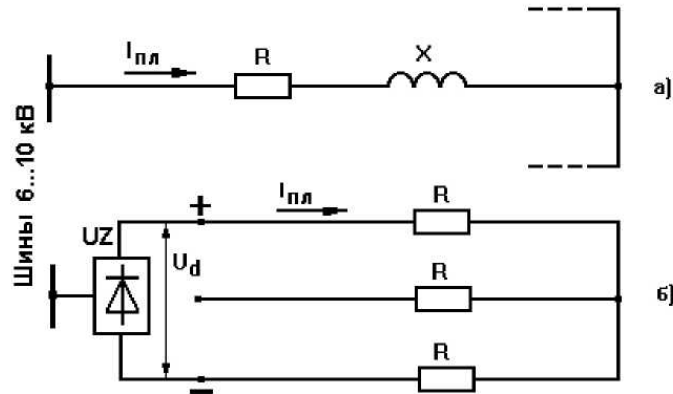


Рисунок 4.7 - Принципиальные схемы плавки гололеда переменным (а) и постоянным (б) током

Плавка гололеда переменным током (рис. 4.1,а).

1. Принять определенную величину тока плавки гололеда $I_{\text{пл}}$.
2. Определить сопротивления проводов ВЛ (R , X и Z).
3. По величине тока $I_{\text{пл}}$ и полному сопротивлению Z вычислить линейное напряжение источника питания U ; принять ближайшее номинальное напряжение.
4. По величинам $I_{\text{пл}}$ и U определить полную трехфазную мощность S , требуемую для плавки гололеда.

Плавка гололеда выпрямленным током (рис. 4.1,б).

1. Принять такую же величину тока плавки гололеда $I_{\text{пл}}$.
2. Определить активное сопротивление проводов R .
3. По принятой величине тока $I_{\text{пл}}$ и сопротивлению R вычислить напряжение на выходе выпрямителя U_d .
4. По величинам $I_{\text{пл}}$ и U_d рассчитать мощность на выходе выпрямителя P_d .
5. При определении мощности и линейного напряжения на входе выпрямителя использовать следующие приближенные выражения: $S \equiv P_d$, $U \equiv U_d \sqrt{2}$; принять ближайшее номинальное напряжение.

Исходя из величины мощности S , требуемой для плавки гололеда, рекомендовать для своего варианта конкретный способ плавки.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Какие условия способствуют гололедообразованию?
2. Какое оборудование используется для организации плавки гололеда?

3. Достоинства и недостатки различных схем плавки гололеда?

4. Какие схемы соединения фазных проводов используют для плавки гололёда?

Повышенный уровень

1. Как осуществляется плавка гололеда по способу короткого замыкания?
2. Перечислите основные элементы требующие сборки определенных схем для плавки гололеда постоянным током?

3. Каким образом осуществляется диагностика гололедообразования?

Рекомендуемая литература: [1-3 доп].

Практическое занятие 5

Профилактические испытания и измерения в кабельных линиях

Целью занятия является получение знаний по проведению профилактических испытаний и измерений в кабельных линиях.

В результате практического занятия студенты знать методики выполнения профилактических испытаний и измерений в кабельных линиях.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14-16.

Теоретическая часть

В целях своевременного выявления и устранения дефектов изоляции кабеля, предупреждения аварийных повреждений кабельные линии в процессе эксплуатации подвергают профилактическим испытаниям, которые проводят не реже одного раза в год. Кабели, находящиеся в благоприятных условиях по нагрузке (температурному режиму), способу прокладки (исключена возможность механических повреждений), испытывают не реже одного раза в 3 года.

Внеочередные испытания кабельных линий проводят после ремонтных работ и окончания земляных работ на трассе кабельных линий. Во время проведения профилактических испытаний проверяют следующее: а) сопротивление изоляции; б) целостность жил и фазировку; в) температуру кабеля; г) сопротивление заземления концевых заделок; д) измеряют блуждающие токи.

Испытание кабелей проводят путем измерения сопротивления изоляции мегомметром на напряжение 2500 В, которое должно быть не ниже 0,5 МОм. Мегомметром проверяют не только качество изоляции, но и отсутствие обрывов жил, короткого замыкания между жилами и на землю и т. д. Испытание мегомметром — основное для кабельных линий после выполнения на них монтажных и ремонтных работ.

Многие повреждения изоляции кабелей начинаются с потери герметичности оболочек кабеля. В этих случаях проникновение влаги ускоряет

ухудшение изоляции. Поэтому обычно профилактические испытания проводят в теплое время года, в период наибольшей вероятности ухудшения изоляции.

Целость жил и фазировку кабельной линии в эксплуатации проверяют после перемонтажа муфт или отъединения жил кабеля, пользуясь при этом мегомметром и указателем напряжения.

Температуру кабелей измеряют в соответствии с указаниями местных инструкций на тех участках трассы, на которых возможны перегревы кабелей. Температуру нагрева измеряют термомпарами, термосопротивлениями и лишь в крайнем случае термометрами.

В эксплуатации сопротивление заземления концевых заделок измеряют при капитальном ремонте заземляющих устройств. В остальных случаях проверяют целостность заземляющего проводника, соединяющего концевую заделку с шиной заземляющего, устройства.

Надежность работы кабельных линий определяется состоянием оболочек кабеля. Нарушение герметичности оболочек, проникновение воздуха и влаги во внутренние полости кабеля приводит к электрическому пробое изоляции. Металлические оболочки кабелей в процессе их эксплуатации могут разрушаться вследствие химического или электрического взаимодействия с окружающей средой. Наиболее подвержены разрушению оболочки кабельных линий, проложенных в земле, от электролитической коррозии, вызываемой блуждающими токами. Источником блуждающих токов является электрифицированный рельсовый транспорт, где в качестве обратного провода используются рельсовые пути.

Вследствие большого активного сопротивления рельсовых путей и особенно в случаях нарушения контакта в стыках рельсов часть тока ответвляется в землю и, встречая на своем пути проводник с малым сопротивлением (металлические оболочки кабелей), идет по нему и вблизи тяговой подстанции уходит к отрицательному полюсу источника питания.

В месте ухода тока с металлической оболочки в землю (анодная зона) происходит растворение металла. Количество растворяющегося металла пропорционально силе блуждающего тока, продолжительности его действия и зависит от вида металла, из которого выполнены оболочки кабельных линий. Так, согласно расчетам, при блуждающем токе в 1 А потери за год свинца составляют 33 кг, алюминия — 3,95 кг и железа — 9 кг

Для определения коррозионной опасности и разработки мер защиты кабельной линии в первый год эксплуатации блуждающие токи замеряют не менее двух раз. Для этого на кабельных линиях проводят комплекс испытаний, в процессе которого определяют следующее:

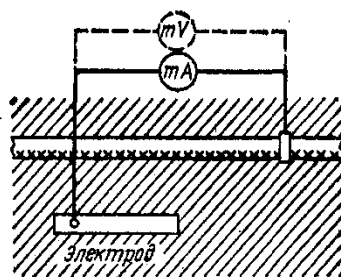


Рис. 5.1 – Схема измерения потенциалов на оболочках кабелей и плотности стекающих токов

- а) разность потенциалов между оболочками кабеля и землей;
- б) плотность тока, стекающего с кабеля в землю;
- в) силу и напряжение тока, протекающего по оболочке кабеля.

Периодичность измерений в последующие годы устанавливают на основании результатов первых измерений и анализа коррозионных зон.

Для обнаружения опасных зон, где оболочки кабеля имеют положительный потенциал по отношению к земле, измеряют разность потенциалов (относительно зоны с нулевым потенциалом). Опасными считаются участки в анодных и знакопеременных зонах, где бронированные кабели проложены в малоагрессивных грунтах (удельное сопротивление почвы более 20 Ом-м) при среднесуточной плотности тока утечки в землю более 0,15 мА/дм² и при любом токе утечки для кабелей, проложенных в агрессивных грунтах. При обнаружении опасных участков принимают меры по предотвращению разрушения кабелей электрокоррозией. Для этого применяют катодную поляризацию, протекторную защиту или электрический дренаж.

Наиболее опасными зонами являются места расположения тяговых подстанций, отсасывающих линий (линии, соединяющие различные точки рельсового пути непосредственно с отрицательной шиной источника питания), места пересечения и сближения трасс кабельных линий с рельсовыми путями.

Для проведения комплекса испытаний отрывают шурфы. При измерении потенциалов оболочек кабеля по отношению к земле по схеме, приведенной на рисунке 49, для избежания появления погрешностей от возможности появления гальванических пар заземляющий электрод выполняют из того же металла, что и оболочку кабеля (свинец, алюминий), на котором измеряют блуждающие токи.

Обычно в качестве электрода используют кусок кабеля длиной 300...500 мм.

При измерении плотности тока вместо милливольтметра включают миллиамперметр. Измерив весь ток, стекающий с электрода в землю /з.э, и зная площадь поверхности электрода S, определяют удельную плотность тока (мА/дм²), стекающего в землю /уд:

Сквозной ток, протекающий вдоль оболочки кабеля /ск желательно измерять компенсационным методом (рис. 50).

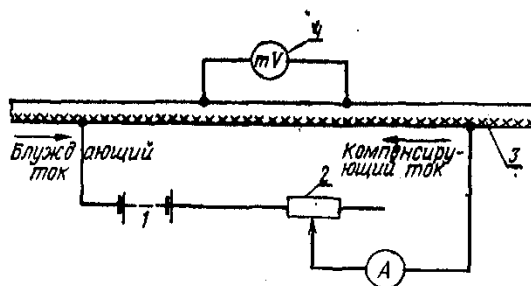


Рис. 5.2 – Схема измерения блуждающих токов, протекающих вдоль оболочки кабеля: 1 — вспомогательная батарея; 2 — реостат; 3 — кабель; 4 — прибор

$$I_{уд} = \frac{I_{э.э.}}{S}.$$

По оболочке кабеля пропускают от постороннего источника ток обратного направления, который компенсирует блуждающий ток, проходящий вдоль оболочки. В момент полной компенсации показание милливольтметра будет равно нулю, а ток, пропускаемый от постороннего источника /п, будет равен сквозному току, протекающему вдоль оболочки кабеля: /Ск = /п. В связи с резко переменным характером блуждающих токов в каждом контрольном пункте их следует измерять в течение 10...20 мин, через равные промежутки времени, сделав за это время 40...50 контрольных отсчетов. По данным измерений определяют средние значения потенциалов и токов.

Полное представление о блуждающих токах в районе расположения кабельных сетей может быть получено после построения по результатам замеров диаграмм блуждающих токов на плане кабельных сетей. На основании анализа построенных диаграмм можно принять правильное решение по защите кабельных сетей от коррозии блуждающими токами.

В процессе эксплуатации кабельных линий на них могут возникать различного, рода повреждения. Восстановление кабельной линии электропередачи во многих случаях затягивается из-за значительной трудности определения места повреждения. Чтобы получить исходные данные для выбора наиболее подходящего метода -определения повреждения, устанавливают характер повреждения:

- а) замыкание на землю одной фазы;
- б) замыкание двух или трех фаз на землю либо между собой;
- в) обрыв одной, двух или трех фаз, с заземлением или без заземления;
- г) заплывающий пробой изоляции;
- д) сложные повреждения, представляющие комбинации из вышеуказанных видов повреждений.

Для установления характера повреждения кабельную линию отключают от источника питания. От нее отключают все электроприемники и с обеих ее концов мегомметром измеряют сопротивление изоляции каждой токоведущей

жилы по отношению к земле и между каждой парой жил, а также убеждаются в отсутствии обрыва токоведущих жил.

Установив характер повреждения кабельной линии, выбирают метод, наиболее подходящий для определения места повреждения в данном конкретном случае. В первую очередь с погрешностью порядка 10...40 м определяют зону, в границах которой расположено место повреждения. Затем уточняют место повреждения непосредственно на трассе.

Для определения зоны повреждения линии применяют следующие относительные методы: импульсный, колебательного разряда, петлевой, емкостный.

Уточняют место повреждения непосредственно на трассе абсолютными методами: акустическим и индукционным.

Импульсный метод основан на посылке в поврежденную линию зондирующего электрического импульса и измерении интервала времени между моментами подачи импульса и прихода отраженного импульса от места повреждения в кабеле.

Если скорость распространения импульса в кабельной линии обозначить через v , а расстояние от начала линии до места повреждения — через l_x , то время, за которое импульс проходит до точки повреждения и обратно, может быть определено из соотношения

$$t_x = \frac{2l_x}{v}.$$

Скорость распространения импульса по силовым кабелям примерно равняется 160 м/мкс. При этом условии расстояние до места повреждения определяют по формуле

$$l_x = \frac{vt_x}{2} = 80t_x.$$

На рассмотренном принципе построены приборы типов ИКЛ-5 и Р5-1А. При импульсном методе измерения может быть измерено не только расстояние до места повреждения, но и определен характер дефекта. Погрешность измерения при этом методе составляет не более 1,5% измеряемой длины кабеля.

Метод колебательного разряда позволяет определить зону повреждения кабельной линии при заплывающих пробоях. При измерении от испытательной установки напряжение постоянного тока подают на поврежденную жилу кабеля (рис. 51) и плавно поднимают до значения напряжения пробоя.

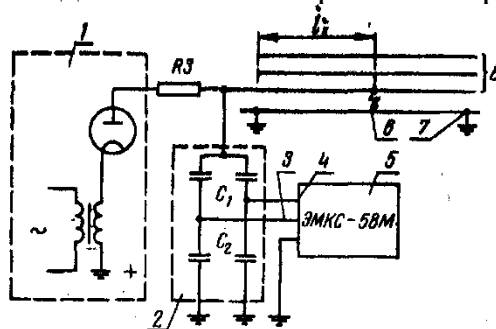


Рис. 5.3 – Схема определения места повреждения в кабеле методом колебательного разряда: 1 — высоковольтная установка; 2 — делитель напряжения; 3 — цепь остановки; 4 — цепь пуска; 5 — прибор ЭМКС; 6 — место повреждения; 7 — металлическая оболочка; 8 — жилы кабеля

В момент пробоя в месте повреждения возникает искра, имеющая небольшое переходное сопротивление, и в кабеле происходит разряд колебательного характера. Период колебаний T этого разряда соответствует времени двукратного пробега волны до места повреждения и обратно, поэтому

$$T = \frac{4l_x}{v} \quad \text{или} \quad l_x = \frac{Tv}{4},$$

где v — скорость распространения волны колебания в кабеле.

Продолжительность колебательного разряда измеряется осциллографом с однократной ждущей разверткой типа ОЖО или электронным миллисекундомером ЭМКС-58М, присоединяемыми через делитель напряжения. Погрешность метода не более 5% максимального значения шкалы, по которой проводится измерение.

Петлевой метод применяется для определения зоны повреждения кабельной линии в случаях, когда жила с поврежденной изоляцией (замыкание на землю) не имеет обрыва, и имеется хотя бы одна жила с хорошей изоляцией.

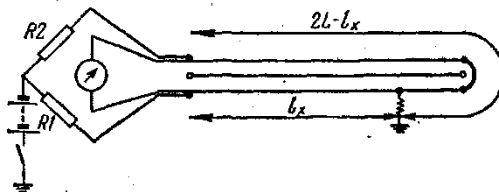


Рис. 5.4 – Схема определения места повреждения петлевым методом.

Метод петли заключается в непосредственном измерении сопротивления постоянному току участка поврежденной жилы от места измерения до места повреждения при помощи измерительного моста. Если с одной стороны кабеля соединить между собой поврежденную и здоровую жилы, а с другой стороны подключить два регулируемых сопротивления, получается схема моста (рис. 5.2).

Равновесие в мосте наступит при

$$R_2 r_0 l_x = R_1 r_0 (2L - l_x),$$

следовательно,

$$l_x = 2L \frac{R_1}{R_1 + R_2},$$

где L — полная длина кабеля; R_1 — сопротивление, присоединенное к поврежденной жиле; R_2 — сопротивление, присоединённое к исправной жиле.

Сопротивление перемычки, соединительных концов, переходных контактов может влиять на точность результатов измерений. Поэтому при втором измерении желательно поменять местами концы жил кабельной линии, присоединяемые к мосту, при этом

$$L + l_x = 2L \frac{R'_1}{R'_1 + R'_2}.$$

Измерения выполнены правильно, если

$$0,997 < \left(\frac{R_1}{R_1 + R_2} + \frac{R'_1}{R'_1 + R'_2} \right) < 1,003.$$

Петлевой метод применяют при небольших расстояниях до места повреждения ($l_x < 100 \dots 200$ м) и больших переходных сопротивлений $1000 < R_{\Pi} < 5000$ Ом. Погрешность определения мест повреждений составляет не более 0,1... 0,3%.

Емкостный метод используют для определения мест повреждений с обрывом одной или нескольких жил кабеля и при сопротивлении изоляции поврежденной жилы не менее 5000 Ом. Принцип метода заключается в измерении емкости оборванного участка жилы кабеля C_x , которая пропорциональна длине кабеля до места повреждения. Емкость можно измерять как на постоянном, так и на переменном токе. В практике применения емкостного метода встречаются следующие три принципиальных случая:

а) обрыв одной жилы (рис. 53,а). Измеряют емкость оборванной жилы с одного C_1 и другого C_2 конца кабеля. Расстояние до места повреждения

$$l_x = L \frac{C_1}{C_1 + C_2};$$

б) обрыв одной жилы с замыканием на землю ее половины,

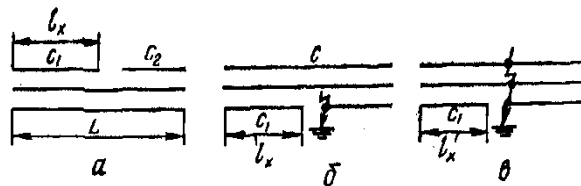


Рис. 5.5 – Виды повреждений кабелей с обрывом жил

$C_2 = 0$ (рис. 53,б). Измеряется емкость оборванной жилы и емкость целой жилы C . Расстояние до места повреждения

$$l_x = L \frac{C_1}{C};$$

в) обрыв одной жилы, все фазы имеют глухое заземление, в том числе и один конец оборванной жилы (рис. 53, в):

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

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

Акустический метод применяют при условии, что в месте повреждения можно создать искусственный электрический заряд, прослушиваемый с поверхности земли или воды. При возникновении разряда в поврежденном месте одновременно с электромагнитными колебаниями возникает звуковая волна, которая может быть прослушана на поверхности земли или воды.

Наибольшая слышимость будет непосредственно над местом повреждения кабеля.

В качестве генератора импульсов используют обычную испытательную установку высокого напряжения постоянного тока, в схему которой дополнительно вводят зарядную емкость 3 и разрядник 2 (рис. 54).

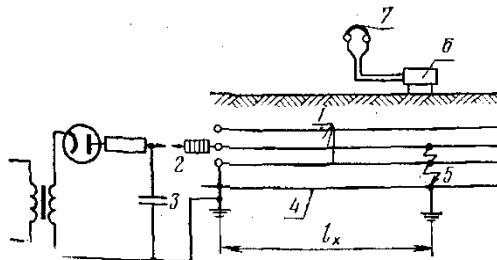


Рис. 5.6 – Схема определения места повреждения акустическим методом:

1 — жилы кабеля; 2 — разрядник; 3 — зарядная емкость; металлическая оболочка; 5 — место повреждения кабеля; 6 — пьезодатчик с усилителем; 7 — телефонные наушники

От высоковольтной выпрямительной установки заряжается конденсатор 3. Когда напряжение на нем достигает значения, соответствующего пробивному напряжению разрядника 2, происходит пробой разрядника. При этом в кабель посылается импульс высокого напряжения.

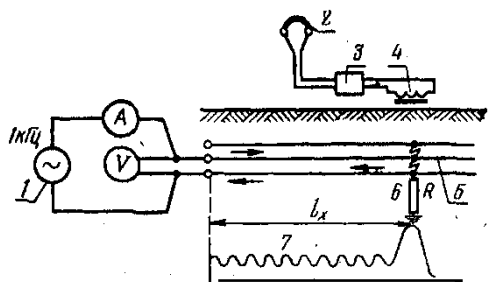


Рис. 5.7 – Определение места повреждения в кабеле индукционным методом:

1 — генератор звуковой частоты;
2 — телефонные наушники; 3 — усилитель; 4 — приемная рамка; 5 — жилы кабеля; 6 — место повреждения; 7 — кривая слышимости вдоль трассы кабеля

Достигнув места повреждения, этот импульс создает пробой — искровое перекрытие с жилы на оболочку кабеля. На поверхности земли искровые разряды прослушивают акустическим индукционным прибором типа АИП-3, который состоит из пьезо-акустического датчика, усилителя с батарейным питанием, головного телефона и выносной индукционной рамки.

Индукционный метод применяют для определения места повреждения кабельной линии непосредственно на трассе. Он основан на принципе улавливания магнитного поля над кабелем, создаваемого током звуковой (тональной) частоты, пропускаемым по кабельной линии. По поврежденной жиле (рис. 55) кабеля пропускают ток от генератора тональной частоты 800...1000 Гц. При этом вокруг кабеля образуется магнитное поле,

напряженность которого пропорциональна силе тока в кабеле, глубине залегания и расстоянию от оси кабеля.

Оператор, продвигаясь вдоль трассы кабеля от места установки звукового генератора, при помощи испытательной рамки (антенны), усилителя и телефонных наушников может определить характер распространения этого поля и, следовательно, трассу кабельной линии, места расположения муфт, глубину заложения кабеля и места повреждений. Звук в наушниках будет слышен на участке трассы кабельной линии. В стороне от трассы или за местом повреждения слышимость в телефоне резко снижается.

Индукционный метод обеспечивает высокую точность определения места повреждения. Погрешность составляет не более 0,5 м. Применяют этот метод в случаях, когда переходное сопротивление в месте повреждения составляет не более 20...50 Ом.

Прожигание кабелей.

Иногда при повреждении кабельных линий сопротивление изоляции кабелей остается еще значительным и многие методы отыскания мест повреждений оказывается невозможно применить. В этих случаях для создания благоприятных условий отыскания повреждений снижают переходное сопротивление в месте повреждения до 10... 100 Ом путем прожигания изоляции в поврежденном месте от специальных установок.

Коэффициент полезного действия прожигающей установки значительно повышается, когда внутреннее сопротивление установки примерно соответствует переходному сопротивлению в месте повреждения. В процессе прожигания переходное сопротивление в месте повреждения изменяется в широких пределах (от десятков тысяч до нескольких омов). Практически невозможно получить установку с большим испытательным напряжением и малым или переменным внутренним сопротивлением. Поэтому прожигание кабеля во многих случаях ведется комбинированными установками.

В начальной стадии прожигания применяют выпрямительные установки, позволяющие получать высокое напряжение (до 15 кВ) при малых токах (до 5 А). На заключительной стадии дожигания используют специальные трансформаторы с низким рабочим напряжением и более высоким выходным током.

В последние годы нашел широкое применение резонансный метод прожигания, обеспечивающий высокую эффективность прожигания на переменном токе при возможности получения высоких испытательных напряжений на довольно простой, легкой и портативной аппаратуре.

При этом методе используют специальные трансформаторы с переключателем витков вторичной обмотки. Вторичную обмотку включают на кабель, подлежащий прожиганию. Емкость подключенного кабеля совместно с индуктивностью высоковольтной вторичной обмотки трансформатора образует резонансный контур на частоте сети 50 Гц. Колебания в этом контуре возбуждаются благодаря магнитной связи с первичной обмоткой

трансформатора, получающей питание от сети 127 и 380 В. Изменением переключателя настройки контура (число витков) регулируют напряжение на кабеле. В резонансном контуре может развиваться реактивная мощность до нескольких сотен киловольт-ампер, в то время как из сети питания потребляется небольшая мощность порядка нескольких киловатт, идущая на покрытие активных потерь.

Пробой изоляции может происходить на обеих полярностях напряжения, и частота пробоя может достигать до 100 раз в секунду. Поэтому при резонансном методе процесс выгорания происходит более интенсивно и быстрее, чем при использовании других методов.

Задания

Изучить методики выполнения профилактических испытаний и ответить на вопросы практического занятия.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. С какой целью выполняются профилактические испытания КЛ?
2. Какие требования предъявляются к сопротивлению изоляции КЛ?
3. В каких случаях необходимо проверить целостность жил и фазировку кабельной линии?
4. Как измерить потенциал на оболочках кабелей и плотности стекающих токов?

Повышенный уровень

1. Как измерить величину блуждающих токов, протекающих вдоль оболочки кабеля?
2. Какие Вы знаете способы определения мест повреждения кабельных линий?
3. В каких случаях необходимо провести прожигание кабеля?
4. Каковы преимущества резонансных методов прожигания кабелей?

Рекомендуемая литература: [1-3].

Практическое занятие 6

Выбор сечений кабелей из СПЭ и оценка их перегрузочной способности

Цель: изучить возможные допустимые перегрузки кабелей из СПЭ.

В результате практического занятия студенты знают пределы допустимой перегрузки кабелей из СПЭ.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-15.

Теоретическая часть

Кабель СПЭ марки АПвП состоит из следующих элементов:

1. Многопроволочная токопроводящая жила из алюминия (А);
2. Экран по жиле из экструдированного полупроводящего сшитого полиэтилена;
3. Изоляция из сшитого полиэтилена (Пв);
4. Экран по жиле из экструдированный полупроводящего сшитого полиэтилена;
5. Экструдированное полупроводящее заполнение;
6. Слой обмотки полупроводящим полотном
7. Медный экран и отдельный слой из электропроводящих лент;
8. Межфазное заполнение из мелонаполненной невулканизированной резиновой смеси;
9. Наружная оболочка из полиэтилена (П).

Конструкция кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена представлены на рисунке.



Рисунок 6.1 – Конструкция кабеля АПвП 10кВ (а) и 0,4 кВ (б)

К основным преимуществам кабелей с пластмассовой изоляцией (КПИ) можно отнести:

- значительные строительные длины, что сокращает количество соединительных муфт и за счет нивелирования человеческого фактора на стадии монтажа косвенно повышает надежность эксплуатации КЛ;
- повышенная пропускная способность за счет увеличения сечения токопроводящей жилы кабеля однофазного исполнения до 630–1000 мм² и более высокой (на 15–20%) токовой нагрузки, обусловленной допустимой рабочей температурой СПЭ-изоляции до 90°C;
- высокая скорость монтажа и ремонтпригодность КПИ при использовании кабельной арматуры на основе термоусаживаемых композитных материалов;
- низкая допустимая температура при прокладке без предварительного подогрева, возможность прокладки на трассах с неограниченной разностью

уровней и более экологичный монтаж и эксплуатация (за счет отсутствия свинца, масла, битума).

При электрическом пробое твердого диэлектрика кабель не сможет восстановить свою электрическую прочность, и любое ОЗЗ будет приводить к устойчивому аварийному режиму. В этом случае эксплуатационному персоналу каждое возникновение ОЗЗ в изоляционной системе КЛ необходимо будет устранять. Таким образом, наряду с неоспоримыми преимуществами КПИ имеют существенный недостаток, заключающийся в отсутствии эффекта самозалечивания СПЭ-изоляции. Именно это обстоятельство необходимо принимать во внимание, заблаговременно предусмотреть и создать такие условия эксплуатации КПИ, которые минимизировали бы их каскадный выход из строя.

Основная область применения – прокладки в земле (в траншеях), если кабель защищен от механических повреждений. Кабель предназначен для эксплуатации в земле независимо от степени коррозионной активности грунтов.

Сеть 0,4 кВ также выполнена силовыми кабелями марки АПвП. Токопроводящая жила кабеля выполнена из алюминия. Конструкция кабеля АПвП 0,4 кВ представлена на рисунке 1.21 (б).

Прокладку кабеля разрешается начинать только при наличии проекта производства работ (ППР), с учетом настоящих рекомендаций и действующих нормативных документов:

- СНиП 3.05.06.-85 «Электротехнические устройства»;
- Правила устройства электроустановок».

Кабели на напряжения до 10 кВ прокладывают на глубине 0,7 м от планируемой отметки при глубине траншеи 0,8 м. На дно траншеи насыпают слой песка или чистой земли, не содержащей камней толщиной не менее 0,1 м.

Все кабели номинальным напряжением свыше 1 кВ, проложенные в траншеях, должны иметь защитные покрытия из красного кирпича или бетонных плит, положенных на слой земли или песка толщиной 0,1 м. При глубине траншеи 1–2 м и напряжении до 10 кВ защита кабелей кирпичом необязательна. СНиП установлено предельное количество кабелей в одной траншее – не более шести, устройство траншей с большим числом кабелей является не экономичным. Ширина траншеи определяется количеством, сечением и марками кабелей.

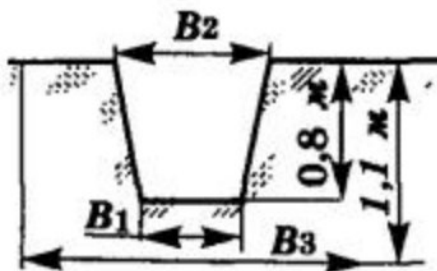


Рисунок 6.2 – Размеры траншеи для прокладки кабеля 1–10 кВ: B1 – на дне траншеи; B2 – у поверхности земли; B3 – зона отвода

Допускается совместная прокладка силовых и контрольных кабеле в одной траншее. При этом расстояние между крайними контрольным и силовым кабелем должно быть не менее 100 мм.

Между силовыми кабелями расстояние в свету должно быть не менее 100 мм.

Кабель укладывается в траншее «змейкой» с небольшим запасом, составляющим 1,5–2% общей длины траншеи, на случай возможных смещений почвы и температурных деформаций кабеля в разное время года. В месте установки соединительной муфты предусматривают расширение траншеи для устройства петли запаса и возможности вырезки поврежденной муфты и замены.

При параллельной прокладке кабелей в плоскости расстояние по горизонтали в свету между кабелями отдельной кабельной линии должно быть не менее величины наружного диаметра прокладываемого кабеля.



Рисунок 6.3 – Прокладка кабеля в траншее

Вводы кабелей в здания, кабельные сооружения и другие помещения должны быть выполнены в асбоцементных, бетонных, керамических или пластмассовых трубах. Концы труб должны выступать в траншею из стены здания или фундамента (при наличии отмостки за линию последней) не менее чем на 0,6 м, и иметь уклон в сторону траншеи.

При прокладке кабелей вдоль зданий параллельно линии застройки расстояние от фундаментов зданий до ближайшего кабеля устанавливается не менее 600 мм.

Для защиты кабелей в местах пересечений с дорогами, инженерными сооружениями и естественными препятствиями, а также для изготовления кабельных блоков, должны быть применены трубы. Случаи, когда требуется прокладка кабеля в трубах, перечислены в ПУЭ. Трубы должны быть выполнены из асбоцементного, керамического, пластмассового или иного немагнитного изоляционного материала. Трубы должны быть уложены прямолинейно.

Экран кабеля должен быть заземлен на обоих концах линии. Заземление должно обеспечивать отведение токов короткого замыкания (т.е. должна быть обеспечена достаточная проводимость заземляющего проводника, экран и заземляющий проводник не должны иметь разрывов и участков с высоким электросопротивлением). Желательно также дополнительное заземление экрана по длине линии.

Выбор сечений ВЛ осуществляется в соответствии с требованиями.

Наибольший ток одной цепи линии $I_{нб}$ рассчитывается по мощности, протекающей по линии в режиме наибольших нагрузок по выражению:

$$I_{нб} = \frac{S_{прив}}{n_{\phi} \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}},$$

Расчетную токовую нагрузку определим по выражению:

$$I_p = \alpha_i I_{нб(5)},$$

где $I_{нб(5)}$ – наибольший ток одной цепи линии на пятый год ее эксплуатации;
 α_i – коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии за расчетный период.

Для линии 110 кВ значение α_i , принимается равным 1,05, что соответствует наиболее часто встречающимся темпам роста нагрузки.

Сечение проводников выбираем по экономической плотности тока.

Электропроводками принято называть сети постоянного и переменного тока напряжением до 1 кВ, выполняемые изолированными проводами, а также небронированными кабелями мелких (до 16 мм²) сечений с резиновой и пластмассовой изоляцией. Они могут прокладываться внутри зданий и сооружений, а также по наружным их стенам, по территории возле зданий.

При выборе проводов и кабелей необходимо руководствоваться указаниями ГОСТ Р 50571.15-97.

Электропроводка должна соответствовать условиям окружающей среды, назначению и ценности сооружений, их конструкции и архитектурным особенностям.

Электропроводка должна обеспечивать возможность легкого распознавания по всей длине проводников по цветам.

Должны применяться следующие расцветки проводов:

- голубого цвета ~ для обозначения нулевого рабочего или среднего проводника сети;
- двухцветной комбинации зелено-желтого цвета — для обозначения защитного или нулевого защитного РЕ-проводника;
- двухцветной комбинации зелено-желтого цвета по всей длине с голубыми метками на концах линии, которые наносятся при монтаже - для обозначения совмещенного нулевого рабочего и нулевого защитного PEN-проводника;
- черного, коричневого, красного, фиолетового, серого, розового, белого, оранжевого, бирюзового цвета - для обозначения фазных проводников.

При выборе вида электропроводки и способа прокладки должны учитываться также характер помещений по условиям электробезопасности и безопасности. Расчеты при выборе электрических проводок и кабельных линий материал стен и других частей здания, на которых монтируются электропроводки, напряжения сети и др. факторы. Оболочки и изоляция проводов должны соответствовать способу прокладки и условиям окружающей среды.

Кабельной линией называется линия для передачи электрической энергии или отдельных импульсов ее, состоящая из одного или нескольких параллельных кабелей с соединительными, опорными и концевыми муфтами и крепежными деталями.

Расцветки жил кабелей идентичны расцветкам проводов.

Выбор типа электропроводки (кабельной линии)

Провода и кабели		Способ монтажа							
		Без крепления	С непосредственным креплением	В трубах	В коробах	В специальных коробах	На лотках и кронштейнах	На изоляторах	На тросе (струне)
Неизолированные провода		—	—	—	—	—	—	+	—
Изолированные провода		—	—	+	+	+	—	+	—
Изолированные провода в защитной оболочке и кабели в оболочках (в т.ч. бронированные и с минеральной изоляцией)	Много-жилые	+	+	+	+	+	+	0	+
	Одно-жилые	0	+	+	+	+	+	0	+
Обозначения: «+» — разрешается; «—» — не разрешается; «0» — не применяется или обычно в практике не используется.									
Примечание: Специальный короб — короб прямоугольного сечения, предназначенный для проводов и кабелей, и не имеющий съемных или открывающихся крышек									

Сечение проводов, кабелей выбирается с учетом следующих требований:

- не должны нагреваться сверх допустимой температуры при протекании по ним расчетного тока нагрузки;
- потери напряжения в сети должны быть не более 4 % от номинального напряжения ЭУ;
- провода и кабели должны обладать достаточной для данного вида сети механической прочностью.
- аппараты защиты должны обеспечивать защиту всех участков сети от токов перегрузки и коротких замыканий.

Расчетная максимальная токовая нагрузка определяется по формулам:

- для трехфазной сети:

$$I_p = \frac{p_p 10^3}{\sqrt{3} U_n \cos \varphi}, A$$

- Для однофазной сети:

$$I_p = \frac{p_p 10^3}{U_\phi \cos \varphi}, A$$

где P_p – расчетная максимальная нагрузка, кВт;

u_d, u_ϕ - номинальное линейное и фазное напряжение, В; $\cos p$ - коэффициент мощности нагрузки. Длительно допустимая токовая нагрузка $I_{дон}$ и расчетная максимальная связаны соотношением:

$$I_{дон} \geq I_p.$$

Значения допустимой токовой нагрузки $I_{дон}$ приведены в табл. 6.1 - 6.6.

Таблица 6.1 – Значения длительно допустимых токов для проводов с алюминиевыми жилами при температуре воздуха 25 °С

Допустимые длительные токовые нагрузки на провода с резиновой и поливинилхлоридной изоляцией с алюминиевыми жилами							Неизолированные провода
Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для проводов, проложенных						открыто вне помещений
	открыто	в одной трубе					
		двух-одножильных	трех-одножильных	четырёх-одножильных	одного двухжильного	одного трех-жильного	
2	21	19	18	15	17	14	—
2,5	24	20	19	19	19	16	—
3	27	24	22	21	22	18	—
4	32	28	28	23	25	21	—
5	36	32	30	27	28	24	—
6	39	36	32	30	31	28	—
8	46	43	40	37	38	32	—
10	60	50	47	39	42	38	—
16	75	60	60	55	60	55	105
25	105	85	80	70	75	65	136
35	130	100	95	85	95	75	170
50	165	140	130	120	125	105	215
70	210	175	165	140	150	135	265
95	255	215	200	175	190	165	320
120	295	245	220	200	230	190	—
150	340	275	255	—	—	—	—

Таблица 6.2 – Значения длительно допустимых токов для кабелей с алюминиевыми жилами при температурах воздуха 25⁰С и земли 15⁰С

Допустимые длительные токи на кабели с алюминиевыми жилами											
Сечение токопроводящей жилы, мм ²	с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках, бронированных и небронированных					с бумажной пропитанной маслосанифольной и нестекающей массой изоляцией, в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемых в земле					
	ток, А, для кабелей										
	одно- жиль- ных	двухжильных		трехжильных*		одно- жиль- ных: до 1 кВ	двух- жиль- ных: до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ, до			четырёх- жильных: до 1 кВ
		в воз- духе	в воз- духе	в земле	в воз- духе			в земле	3	6	
2,5	23	21	34	19	29	—	—	—	—	—	—
4	31	29	42	27	38	—	—	—	—	—	—
6	38	38	55	32	46	—	60	55	—	—	—
10	60	55	80	42	70	110	80	75	60	—	65
16	75	70	105	60	90	135	110	90	80	75	90
25	105	90	135	75	115	180	140	125	105	90	115
35	130	105	160	90	140	220	175	145	125	115	135
50	165	135	205	110	175	275	210	180	155	140	165
70	210	165	245	140	210	340	250	220	190	165	200
95	250	200	295	170	255	400	290	260	225	205	240
120	295	230	340	200	295	460	335	300	260	240	270
150	340	270	390	235	335	520	385	335	300	275	305
185	390	310	440	270	385	580	—	380	340	310	345
240	465	—	—	—	—	675	—	440	390	355	—

Примечание*. Длительно допустимые токи для четырехжильных кабелей до 1 кВ можно выбирать как для трехжильных кабелей с коэффициентом 0,92.

Таблица 6.3 – Допустимый длительный ток для проводов с медными жилами с резиновой изоляцией в металлических защитных оболочках и кабелей с медными жилами с резиновой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной, найритовой или резиновой оболочках, бронированных и небронированных

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток [*] , А, для проводов и кабелей				
	одножильных	двухжильных		трехжильных	
	при прокладке				
	в воздухе	в воздухе	в земле	в воздухе	в земле
1,5	23	19	33	19	27
2,5	30	27	44	25	38
4	41	38	55	35	49
6	50	50	70	42	60
10	80	70	105	55	90
16	100	90	135	75	115
25	140	115	175	95	150
35	170	140	210	120	180
50	215	175	265	145	225
70	270	215	320	180	275
95	325	260	385	220	330
120	385	300	445	260	385
150	440	350	505	305	435
185	510	405	570	350	500
240	605	—	—	—	—

Примечание: * токи относятся к проводам и кабелям, как с нулевыми жилами, так и без них.

Расчеты и выбор оборудования при проектировании ЭУ и электрических сетей.

Расчеты при выборе электрических проводов и кабельных линий.

Таблица 6.4 – Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслोकанифольной и не стекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одно-жильных до 1 кВ	двух-жильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	–	80	70	–	–	–
10	140	105	95	80	–	85
16	175	140	120	105	95	115
25	235	185	160	135	120	150
35	285	225	190	160	150	175
50	360	270	235	200	180	215
70	440	325	285	245	215	265
95	520	380	340	295	265	310
120	595	435	390	340	310	350
150	675	500	435	390	355	395
185	755	–	490	440	400	450
240	880	–	570	510	460	–
300	1000	–	–	–	–	–
400	1220	–	–	–	–	–
500	1400	–	–	–	–	–
625	1520	–	–	–	–	–
800	1700	–	–	–	–	–

Таблица 6.5 – Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслोकанифольной и не стекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воде

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей			
	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
	до 3	6	10	
16	–	135	120	–
25	210	170	150	195
35	250	205	180	230
50	305	255	220	285
70	375	310	275	350
95	440	375	340	410
120	505	430	395	470
150	565	500	450	–
185	615	545	510	–
240	715	625	585	–

Расчеты при выборе электрических проводов и кабельных линий

Таблица 6.6 – Допустимый длительный ток для кабелей с медными жилами с бумажной пропитанной маслोकанифольной и не стекающей массами изоляцией в свинцовой оболочке, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводящей жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей					
	одно-жильных до 1 кВ	двух-жильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
			до 3	6	10	
6	—	5	45	—	—	—
10	95	75	60	55	—	60
16	120	95	80	65	60	80
25	160	130	105	90	85	100
35	200	150	125	110	105	120
50	245	185	155	145	135	145
70	305	225	200	175	165	185
95	360	275	245	215	200	215
120	415	320	285	250	240	260
150	470	375	330	290	270	300
185	525	—	375	325	305	340
240	610	—	430	375	350	—
300	720	—	—	—	—	—
400	880	—	—	—	—	—
500	1020	—	—	—	—	—
625	1180	—	—	—	—	—
800	1400	—	—	—	—	—

Длительно допустимые токовые нагрузки на кабели, приведенные в таблице, приняты из расчета прокладки одного кабеля в траншее на глубине 0,7-1 м. При прокладке нескольких кабелей в общей траншее условия охлаждения их ухудшаются, поэтому длительно допустимый ток на каждый кабель уменьшается.

Если протяженная кабельная линия имеет смешанную прокладку по всей трассе, то сечение кабелей следует выбирать по допустимому току нагрузки для участка трассы с наихудшими условиями охлаждения, если длина его превышает 10 м.

При повторно-кратковременном и кратковременном режимах работы электроприемников проводники линий находятся в лучших условиях охлаждения по сравнению с проводниками линий с длительным режимом работы электроприемников. Поэтому при равных токовых нагрузках сечение проводников линии может быть уменьшено по сравнению с линией, к которой подключены электроприемники с длительным режимом работы. Для выбора и проверки сечения проводов и кабелей по нагреву в качестве расчетной токовой нагрузки принимают нагрузку, приведенную к длительному режиму и определяемую по формуле:

$$I_{\text{расч.прив}} = I_{\text{кр}} \frac{\sqrt{PВ}}{0,875},$$

где $PВ = t_{pf} T_{ц}$ - продолжительность рабочего периода (продолжительность включения), выраженная в относительных единицах (t_P - продолжительность рабочего периода, $T_{ц}$ - продолжительность всего цикла работы установки); $I_{кр}$ - кратковременный ток.

В соответствии с ПУЭ по формуле (4.3.4) производят пересчет только при $PВ < 0,4$, т.е. при $t_P < 4$ мин и $T_{ц} < 10$ мин при сечениях медных проводов больше 6 мм^2 и алюминиевых больше 10 мм^2 . При медных проводах сечением до 6 мм^2 и алюминиевых до 10 мм^2 токовые нагрузки по нагреву принимают, как для установок с длительным режимом работы.

Для кратковременного режима работы с длительностью включения не более 4 мин и перерывами между включениями, достаточными для охлаждения проводников до температуры окружающей среды, наибольшие допустимые токи следует определять по нормам повторно-кратковременного режима.

Из табл. 4.3.2-4.3.7 видно, что с увеличением сечения проводов и кабелей отношение длительно допустимого тока к сечению, т.е. плотность тока $I_{дон}$, уменьшается.

Объясняется это тем, что сечение проводов растет пропорционально квадрату диаметра $S = \pi d^2/4$, а поверхность проводника увеличивается пропорционально диаметру в первой степени: $F = \pi d l$. С увеличением сечения величина охлаждаемой поверхности, приходящаяся на единицу сечения, уменьшается, а значит, условия охлаждения проводника ухудшаются. Учитывая это, иногда целесообразно вместо одной линии прокладывать несколько параллельных линий с меньшими сечениями. Так, например, для кабеля марки ААБ (напряжением 1 кВ, сечением $3 \times 185 \text{ мм}^2$), проложенного в земле, длительно допустимый ток составляет 380 А. При замене его на два кабеля той же марки сечением $3 \times 70 \text{ мм}^2$ длительно допустимый ток с учетом поправочного коэффициента для двух кабелей, лежащих рядом в земле, составит $2 \times 220 \times 0,9 = 396 \text{ А}$.

Следовательно, такое решение позволяет уменьшить расход проводникового материала, однако, при этом стоимость линии возрастет.

Проводники подлежат проверке по допустимому нагреву не только в нормальных условиях, но и в аварийных режимах.

На ликвидации аварии нормами допускается перегрузка кабелей с бумажной изоляцией, проложенных в земле, на 1,25 от допустимой нагрузки при загрузке кабелей на 0,6 и на 1,2 при загрузке на 0,8. Такая перегрузка допускается на время максимумов нагрузки продолжительностью не более шести часов в сутки в течение пяти суток. *Выбор сечения проводов и кабелей по экономической плотности тока.*

При проектировании электрических сетей важно обеспечить наименьшую стоимость. Это зависит от выбранных сечений проводов. Если их завысить, то потери возрастут, а уменьшить - уменьшится стоимость потерянной электроэнергии. Но это приводит к росту первоначальных капитальных затрат на сооружение сети.

Сечение, соответствующее минимуму стоимости передачи электроэнергии, называют экономическим. На величину экономического сечения влияет стоимость строительной сети, стоимость потерь энергии в проводах электрических сетей и в трансформаторах, годовые эксплуатационные расходы, слагаемые из отчислений на амортизацию на текущий ремонт и обслуживание.

Математически определить экономическое сечение токопроводящих жил проводов и в силу сложности оценки всех факторов, влияющих на его значение, представляет трудности.

В практических расчетах ПУЭ рекомендуют определять экономическое сечение от экономической плотности тока по формуле:

$$S_{ЭК} = I_{max} / j_{ЭК} ,$$

I_{max} - максимальный расчетный ток линии при нормальной работе сети, А; $j_{ЭК}$ - экономическая плотность тока, А/мм², определяемая в зависимости от материала, времени использования максимальной нагрузки.

Расчетный ток линии принимают при нормальной работе сети без учета повышенной нагрузки при авариях и ремонтах. Полученное по формуле сечение проводника до ближайшего стандартного сечения.

В табл. 6.7 приведены экономические плотности тока, рекомендуемые ПУЭ.

Расчеты при выборе электрических проводов и кабельных линий.

Таблица 6.7 – Рекомендуемые значения экономической плотности тока

Наименование проводников	Экономическая плотность тока, А/мм ² , при продолжительности использования максимума нагрузки в год, ч		
	1000-3000	3000-5000	5000-8700
Голые провода и шины:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной и провода с резиновой и полихлорвиниловой изоляциями с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляциями с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6
Примечание. Для проводов и кабелей всех сечений экономическая плотность тока повышается на 40 % при максимуме нагрузки в ночное время, а для изолированных проводов до 16 мм ² - независимо от времени максимума.			

Согласно указаниям ПУЭ по экономической плотности тока, не выбирают:
а) сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1000 В при

числе часов использования максимума нагрузки предприятия до 4000-5000 в году; б) ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В, а также осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий; в) сборные шины электроустановок всех напряжений; г) сети временных сооружений, а также установки с малым сроком службы (3-5 лет); д) провода, идущие к сопротивлениям, пусковым реостатам.

Предельно допустимые температуры нагрева проводов и кабелей. При прохождении тока по проводнику проводник нагревается и его температура повышается. Количество выделяемой при этом тепловой энергии (Дж), определяется уравнением

$$Q = I^2 R t, \quad (6.3)$$

где I - ток [А]; R - активное сопротивление проводника [Ом]; t - время [с].

Наращение температуры проводника будет продолжаться до тех пор, пока количество теплоты, получаемое проводником в единицу времени, не станет равным количеству теплоты, отдаваемому проводником за тот же промежуток времени в окружающую среду. В момент наступления равновесия между теплотой, выделяемой током в проводнике, и теплотой, отдаваемой в окружающую среду, рост температуры в проводнике прекратится. Температура, при которой наступает тепловое равновесие, называется установившейся.

Каждому длительно протекающему току по проводнику при заданных условиях охлаждения (температура среды, ветер, осадки) соответствует определенная установившаяся температура проводника. На практике часто пользуются не величиной абсолютной температуры, а величиной температуры перегрева t , которая равна разности температур проводника и окружающей среды.

Учитывая, что чрезмерно высокая температура проводов и кабелей приводит к преждевременному износу их изоляции, ухудшению контактных соединений и пожарной опасности, ПУЭ устанавливают в зависимости от марки проводов и кабелей, а также материала длительно предельно допустимые температуры, при которых обеспечивается нежная работа.

Однако в последнее десятилетие появились кабели с изоляцией из шитого провода с изоляцией, стойкой к воздействию солнечного света, у которых температура нагрева может быть отличной от приведенной в табл.6.8.

В указанном случае необходимо использовать данные, приведенные в сертификате применяемых или выбранных проводов и кабелей. Расчеты при выборе электрических проволок и кабельных линий

Таблица 6.8 – Допустимые температуры нагрева проводов и кабелей

Проводник и его изоляция	Длительно предельно допустимая температура нагрева проводника, °С	Предельно допустимая температура нагрева проводника при токах короткого замыкания. °С	
		Проводники	
		медный	алюминиевый
Шины: медные	70	300	—
алюминиевые	70	-	200
Кабели с изоляцией из пропитанной кабельной бумаги в свинцовой, алюминиевой или поливинилхлоридной оболочке напряжением до, кВ: 3	80	200	200
6	65	200	200
10	60	200	200
20 и 35	50	125	125
Провода с резиновой или поливинилхлоридной изоляцией, шнуры с резиновой изоляцией и кабели с резиновой или пластмассовой изоляцией в свинцовой, поливинилхлоридной и резиновой оболочках	65	150	150

Длительно допустимая токовая нагрузка проводов и кабелей по нагреву.

Максимальное значение длительно протекающего тока, при котором температура провода или кабеля станет предельно допустимой, называется *предельно допустимым током по нагреву*.

Значение предельно допустимого тока зависит от материала и сечения проводника, температуры окружающей среды, материала изоляции и способа прокладки. При определении предельно допустимого тока для отдельных марок проводов и кабелей в зависимости от условий их прокладки необходимо знать температуру окружающей среды. ПУЭ устанавливают следующие средние расчетные температуры окружающей среды: а) для неизолированных и изолированных проводов и кабелей внутри и вне помещений температура воздуха принята 25 °С; б) для кабелей, прокладываемых в земле, температура почвы на глубине 0,7-1 м принимается 15 °С.

Предельно допустимые токовые нагрузки в амперах на провода и кабели при принятых предельно допустимых температурах нагрева, а также при соответствующих условиях внешней среды и прокладки могут быть определены на основании теплового расчета. Однако, учитывая сложность расчетов, на практике пользуются готовыми расчетными таблицами предельно допустимых токов.

Приведенные в таблицах данные определены путем расчета и уточнены экспериментально с учетом марок проводов и кабелей, сечения, условий их прокладки и при принятых предельно допустимых температурах нагрева и

внешней среды. Эти таблицы регламентированы ПУЭ и ГОСТ Р50571.15-97.

Это снижение учитывается понижающими коэффициентами. В табл. 6.9 и 6.10 даны понижающие коэффициенты на число работающих (но не резервных) кабелей, проложенных рядом в земле, включая и прокладку в трубах.

Таблица 6.9 – Значения понижающих коэффициентов на количество работающих кабелей, положенных рядом в земле и на трубах. Как уже указывалось, в городах кабели часто прокладываются в блоках.

Расстояние в свету между кабелями, мм	Число кабелей					
	1	2	3	4	5	5
	Поправочные коэффициенты					
100	1,0	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1,0	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,0	0,93	0,9	0,87	0,86	0,85

Таблица 6.10 – Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах

Способ прокладки	Количество проложенных проводов и кабелей		Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, питающих	
	одножильных	многожильных	отдельные электроприемники с коэффициентом использования до 0,7	группы электроприемников и отдельные приемники с коэффициентом использования более 0,7
Многожильно и пучками	–	до 4	1,0	–
	2	5–6	0,85	–
	3–9	7–9	0,75	–
	10–11	10–11	0,7	–
	12–14	12–14	0,65	–
	15–18	15–18	0,6	–
Одножильно	2–4	2–4	–	0,67
	5	5	–	0,6

Следует помнить, что допустимые длительные токовые нагрузки на такие кабели ниже, чем при других условиях прокладки.

Поэтому эта прокладка с точки зрения расхода цветного металла невыгодна. Допустимые длительные токовые нагрузки на кабели, прокладываемые в блоках, зависят от сечения жил кабеля и его месторасположения в блоке, среднесуточной загрузки всего блока и номинального напряжения кабеля. Учитывая сложность учета всех факторов при определении допустимых токовых нагрузок, в ПУЭ приведена эмпирическая формула, по которой можно определить длительно допустимые токовые нагрузки на кабели, прокладываемые в блоках.

В табл. 6.11 приведены значения минимальных сечений проводников выпускаемых в настоящее время промышленностью.

Допустимые длительные токовые нагрузки для одиночных кабелей, прокладываемых в трубах в земле, должны приниматься такими же, как для кабелей, прокладываемых в воздухе, при температуре, равной земле.

Таблица 6.11 – Минимальные сечения проводников

		Назначение цепи	Проводник	
			Материал	Сечение, мм
Стационарные электропроводки	Кабели и изолированные проводники	Силовые и осветительные цепи	Медь Алюминий	1,5 2,5 (см. прим. 1)
		Цепи сигнализации и управления	Медь	0,5 (см. прим. 2)
	Неизолированные проводники	Силовые цепи	Медь Алюминий	10 16
		Цепи сигнализации и управления	Медь	4
Гибкие соединения с изолированными проводниками и кабелями		Внутренний монтаж в приборах и устройствах	Медь	По нормам и требованиям соответствующим
		В остальных случаях	Медь	0,75 (см. прим. 3)
		В цепях сверхнизкого напряжения для специального применения	Медь	0,75

Примечания:

1. Оконцеватели, применяемые для оконцевания алюминиевых проводников, должны быть предназначены для этой цели и испытаны.

Для цепей сигнализации и управления, предназначенных для электронного оборудования, минимально допустимый размер сечения проводников 0,1 мм".

2. Относится также и к многожильным гибким кабелям, имеющим семь и более жил.

3. Нагрузка на цепь при ее нормальной эксплуатации должна практически равномерно распределяться между фазами;

При протекании по проводнику (провод, кабель, шина) электрического тока происходит его нагрев. Нагрев изменяет физические свойства проводника. Чрезмерный нагрев опасен для изоляции, вызывает перегрев контактных соединений, перегорание проводника, что может привести к пожару или взрыву при неблагоприятных условиях окружающей среды.

Максимальная температура нагрева проводника, при которой изоляция его сохраняет диэлектрические свойства и обеспечивается надежная работа контактов, называется предельно допустимой, а наибольший ток, соответствующий этой температуре, - длительно допустимым током по нагреву.

Величина длительно допустимого тока для проводников зависит от его материала, сечения, изоляции, условий охлаждения и т.д.

Установлена длительно допустимая температура жилы проводника 50...80°C (в зависимости от типа изоляции и напряжения). Установлена также нормативная (условная) температура окружающей среды [2,3] (25°C — при

прокладке проводников внутри и вне помещений в воздухе, 15°C — при прокладке в земле и в воде).

Длительно допустимый ток по нагреву при заданных температурных условиях (допустимой температуры нагрева жил и температуры окружающей среды по нормам) материала проводника него сечения определяется из уравнения теплового баланса для проводника [2].

Для практических расчетов пользуются готовыми таблицами длительно допустимых токов по нагреву проводников из различных материалов при различных условиях прокладки [1].

Для выбора сечения проводника по условиям нагрева токами нагрузки сравниваются расчетный (I_p) и допустимый ($I_{доп}$) токи для проводника принятой марки и с учетом условий его прокладки. При этом должно соблюдаться соотношение

$$I_{доп} \geq \frac{I_p}{K_{\pi}},$$

где K_{π} — поправочный коэффициент на условия прокладки проводов и кабелей, зависящий от фактической температуры земли и воздуха (табл. 1.1);

I_p — расчетный ток длительного режима работы электроприемника (электроприемников); для одиночного электроприемника за расчетный ток принимается его номинальный ток, для группы электроприемников — расчетный ток, определяемый одним из существующих методов расчета (обычно методом упорядоченных диаграмм).

$I_p = I_{пв} \sqrt{ПВ}$ — расчетный ток повторно-кратковременного режима работы электроприемников с продолжительностью включения (ПВ) более 0,4;

$I_p = I_{пв} \frac{\sqrt{ПВ}}{0,875}$ — расчетный ток повторно-кратковременного режима работы с $ПВ \leq 0,4$ для медных проводников сечением более 6 мм², для алюминиевых — более 10 мм², $I_{пв}$ — ток повторно-кратковременного режима работы

Во взрывоопасных помещениях сечения проводников для ответвлений к электродвигателям с короткозамкнутым ротором принимаются исходя из

условия
$$I_{доп} \geq \frac{1,25 I_p}{K_{\pi}}.$$

Для проводов и кабелей с резиновой или пластмассовой изоляцией, проложенных в коробах, а также в лотках пучками, для их длительно допустимых токов вводятся снижающие коэффициенты 0,6...0,85 в зависимости от количества положенных рядом проводов или кабелей.

Допустимые длительные токи для проводов и кабелей, проложенных в коробах, а также в лотках пучками, должны приниматься как для проводов, проложенных в трубах, для кабелей, как для проложенных в воздухе. При

количестве одновременно нагруженных проводов более четырех, проложенных в трубах, коробах, а также в лотках пучками, токи для проводов должны приниматься, как для проложенных открыто с введением снижающих коэффициентов 0,68 для 5 и 6; 0,63 для 7-9 и 0,6 для 10-12 проводов.

Допустимые длительные токи для проводов, проложенных в лотках, при однорядной прокладке (не в пучках) следует принимать как для проводов, проложенных в воздухе.

Допустимые длительные токи для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах, следует принимать как для одиночных проводов и кабелей, проложенных открыто с применением снижающих коэффициентов, указанных в табл. 6.13

При выборе снижающих коэффициентов контрольные и резервные провода и кабели не учитываются.

Длительно допустимые токи кабелей, проложенные в траншее, корректируются поправочными коэффициентами, учитывающими количество параллельно проложенных кабелей.

На период ликвидации послеаварийного режима допускается перегрузка кабелей

В сетях, защищаемых от перегрузки, проводники должны быть согласованы с их защитными аппаратами.

Таблица 6.12 – Поправочные коэффициенты на токи для кабелей неизолированных и изолированных проводов и шин в зависимости от температуры земли и воздуха

Условная температура среды, °С	Нормированная температура жил, °С	Поправочные коэффициенты на токи при расчетной температуре среды, °С											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	U4	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	Б48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

Таблица 6.13 – Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, прокладываемых в коробах.

Количество проложенных	Снижающий коэффициент для проводов и кабелей, питающих
------------------------	--

Способ прокладки	и кабелей		отдельные приемники с коэффициентом использования до 0,7	Группы электроприемников и отдельные приемники с коэффициентом использования более 0,7
	одно-жильный	много-жильный		
Много-слойно и пучками	—	До4	1,0	—
	2	5-6	0,85	—
	3-9	7-9	0,75	—
	10-11	10-11	0,7	—
	12-14	12-14	0,65	—
	15-18	15-18	0,6	—
Однослойно	2-4	2-4	—	0,67
	5	5	—	0,6

Таблица 6.14 – Поправочный коэффициент на допустимый длительный ток для кабелей, проложенных в земле, в зависимости от удельного сопротивления земли

Характеристика земли	Удельное сопротивление, см•К/Вт	Поправочный коэффициент
Песок влажностью более 9%, песчано-глинистая почва влажностью более 1%	80	1,05
Нормальная почва и песок влажностью 7-9%, песчано-глинистая почва влажностью 12-14%	120	1,00
Песок влажностью более 4 и менее 7%, песчано-глинистая почва влажностью 8-12%	200	0,87
Песок влажностью до 4%, каменистая почва	300	0,75

Таблица 6.15 – Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле (в трубах или без труб)

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78 0,82	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,86	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87		0,85

Потери напряжения в кабельных линиях 6-10 кВ:

$$\Delta U_H = \frac{P \cdot R + Q \cdot X}{U_{ном}} ;$$

где Р – поток активной мощности по участку, кВт;

Q – поток реактивной мощности по участку, квар;

R – активное сопротивление кабеля, Ом;

X – реактивное сопротивление кабеля, Ом.

Вопросы и задания

От главной понижающей подстанции промышленного предприятия к распределительному пункту (РП) проложены T лет назад кабельные линии напряжением $U=10$ кВ, состоящая из n параллельных кабелей с алюминиевыми жилами сечением F . В настоящее время расчетная нагрузка РП составляет S_p .

Оценить допустимость перегрузки кабелей в нормальном режиме и при аварийном отключении одного из кабелей. При недопустимости перегрузки кабелей дать обоснованные расчетом рекомендации по увеличению количества кабелей.

Варианты заданий принять по таблицам 6 и 7 в соответствии с первой и второй цифрой варианта.

Таблица 6.16 – Исходные данные для расчета (по первой цифре)

Вариант	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
S_p , МВА	7	9	12	11	13	17	8	12	14	14
F , мм ²	70	95	120	150	185	240	70	95	120	150
n , шт.	4	4	4	3	3	3	5	5	5	4

Таблица 6.17 – Исходные данные для расчета (по второй цифре)

Вариант	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
T , лет	5	10	16	19	8	12	6	18	17	20
Изоляция	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ	СПЭ
Способ прокладки	Тр.	Откр.	Тр.	Откр.	Откр.	Тр.	Откр.	Откр.	Тр.	Тр.

Примечание. тр. – в земляной траншее; откр. – открыто.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Какому экономическому критерию соответствует экономическая плотность тока?
2. Какие конкурирующие факторы имеют место при выборе площади сечения по экономическим соображениям?
3. Как производится выбор площади сечения проводников линий по нормативной экономической плотности тока?
4. Исходя из каких условий находится расчетный ток, по которому выбираются площади сечения проводников по экономическим соображениям?
5. Как можно определить продолжительность использования максимума нагрузки?
6. Каковы требования ГОСТ 13109-97 к уровням напряжения?
7. Как определяются потери напряжения в линиях СЭС?
8. Что такое допустимая потеря напряжения?
9. Как проверяются выбранные сечения кабелей по допустимой

потере напряжения?

10. Как определить граничное значение тока, при котором целесообразно переходить от одной площади сечения проводников к другой?

11. В каких сетях и почему выбор проводников линий производят по допустимой потере напряжения?

Повышенный уровень

1. Какие условия должны соблюдаться при выборе проводников линий по условиям их нагрева?

2. Как изменяется допустимая плотность тока в зависимости от площади сечения проводника?

3. Какие существуют способы транспортирования кабелей на барабанах?

4. Перечислите основные приемо-сдаточные документы, предъявляемые при приемке кабельной линии после монтажа

5. Каким испытаниям подвергаются кабельные линии при приемке в эксплуатацию?

6. Поясните правила эксплуатации кабельных линий в зонах с агрессивными грунтами.

7. Расскажите о температурных условиях прокладки кабелей.

8. Какие существуют методы борьбы с блуждающими токами?

9. Как маркируются кабельные и как осуществляется контроль за их маркировкой?

10. Поясните основные правила техники безопасности при эксплуатации кабельных ЛЭП.

Рекомендуемая литература: [1 - 3].

Практическое занятие 7

Тепловой режим силового трансформатора

Цель: изучить возможные допустимые перегрузки силового трансформатора.

В результате практического занятия студенты должны уметь оценивать величины допустимых перегрузок силового трансформатора.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14,15.

Теоретическая часть

Одной из главных задач эксплуатации трансформаторов является контроль режима их работы. Этот контроль осуществляется путем проверки нагрузки трансформатора, напряжения на обмотках, температуры масла и других параметров. На подстанциях с постоянным дежурством персонала контроль осуществляется с периодичностью 1...2 часа с фиксированием параметров режима в суточной ведомости.

На подстанциях без постоянного дежурства персонала контроль режима трансформаторов осуществляется при каждом посещении подстанции оперативным персоналом, но не реже 1 раза в месяц.

Силовые трансформаторы могут работать в различных режимах, характеризующихся нагрузкой, напряжением, условиями окружающей среды и другими факторами.

Номинальным режимом трансформатора называется режим его работы при номинальном напряжении, номинальной нагрузке и температуре охлаждающей среды (воздуха) +20°C.

Из приведенного определения видно, что длительный номинальный режим является идеализированным (практически недостижимым) режимом. Однако считается, что в таком режиме трансформатор способен проработать установленный заводом-изготовителем срок службы.

Нормальным называется режим работы трансформатора, при котором его параметры отклоняются от номинальных в пределах, допустимых стандартами, техническими условиями и другими нормативными документами.

При нагрузке, не превышающей номинальную, допускается продолжительная работа трансформатора при повышении напряжения на любом ответвлении любой обмотки на 10% сверх номинального напряжения данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке не должно быть выше наибольшего рабочего напряжения $U_{\text{раб max}}$, определяемого надежностью работы изоляции и нормируемого ГОСТ 721-77 в следующих пределах от номинального напряжения электрической сети $U_{\text{ном}}$:

$$\begin{array}{ll} U_{\text{ном}} = 6, 10 \text{ кВ} & U_{\text{раб max}} = 1,2 U_{\text{ном}} \\ U_{\text{ном}} = 35, 110 \text{ кВ} & U_{\text{раб max}} = 1,15 U_{\text{ном}} \\ U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ} & U_{\text{раб max}} = 1,1 U_{\text{ном}} \end{array}$$

Допускается режим параллельной работы трансформаторов при условии, что ни один из них не будет перегружен. Для этого должны выполняться следующие условия:

- группы соединений обмоток трансформаторов должны быть одинаковыми;
- соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3;
- отличие коэффициентов трансформации не более чем на 0,5%;
- отличие напряжений короткого замыкания не более чем на 10%;
- произведена фазировка трансформаторов.

При параллельной работе трансформаторов и переменном графике их суммарной нагрузки возможна оптимизация количества работающих трансформаторов в течение суток. Критерий оптимальности - минимум потерь активной мощности.

Потери активной мощности в одном трансформаторе при его нагрузке, равной S , составляют

$$\Delta P = \Delta P_x + \Delta P_k \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \quad (7.1)$$

где $S_{ном}$, ΔP_x и ΔP_k - паспортные данные трансформатора: номинальная мощность, потери холостого хода и потери короткого замыкания (нагрузочные потери).

Потери активной мощности в n параллельно работающих трансформаторах при их суммарной нагрузке, равной S , составляют

$$\Delta P = n\Delta P_x + \frac{1}{n}\Delta P_k \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \quad (7.2)$$

Из (7.1) и (7.2) видно, что при увеличении (с 1 до n) количества трансформаторов, работающих на одну и ту же нагрузку S , потери холостого хода увеличиваются в n раз, а нагрузочные потери уменьшаются в n раз.

Построим зависимости потерь мощности ΔP от нагрузки S для одного ($n=1$) и двух ($n=2$) трансформаторов (рисунок 7.1). Видно, что при нагрузке $S = S_{12}$ потери мощности в одном и двух трансформаторах равны. При нагрузке $S < S_{12}$ целесообразно оставить в работе один трансформатор, а при нагрузке $S > S_{12}$ - два трансформатора.

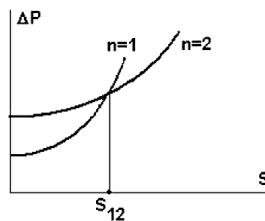


Рисунок 7.1 – Зависимости потерь мощности в параллельно работающих трансформаторах от нагрузки

Величина граничной мощности S_{12} или в общем случае граничной мощности $S_{n(n+1)}$ может быть вычислена после приравнивания выражений для потерь мощности в n и $(n+1)$ трансформаторах:

$$n\Delta P = \Delta P_x + \frac{1}{n}\Delta P_k \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 = (n+1)\Delta P_x + \frac{1}{n+1}\Delta P_k \left(\frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \quad (7.3)$$

Мощность S , выраженная из (4.3), и будет граничной мощностью

$$S_{n(n+1)} = S_{ном} \sqrt{\frac{n(n+1)\Delta P\Delta_x}{\Delta P_k}} \quad (7.4)$$

При нагрузке $S < S_{n(n+1)}$ целесообразно оставить в работе n трансформаторов, а при нагрузке $S > S_{n(n+1)}$ - $(n+1)$ трансформаторов.

Режим регулирования напряжения. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) должны работать, как правило, в автоматическом режиме. Допускается дистанционное переключение РПН с пульта управления. На трансформаторах с переключением без возбуждения (ПБВ) правильность выбора коэффициента трансформации должна проверяться два раза в год - перед зимним максимумом и летним минимумом нагрузки.

Аварийные режимы. При отключении трансформатора защитой, не связанной с его внутренними повреждениями, например, максимальной токовой защитой, трансформатор может быть вновь включен в работу.

При отключении трансформатора защитами от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной) этот трансформатор включается в работу только после осмотра, испытаний, анализа масла, анализа газа из газового реле и устранения выявленных дефектов.

При срабатывании газового реле на сигнал производится наружный осмотр трансформатора и отбор газа из газового реле для анализа. Если газ в реле негорючий, при наружном осмотре признаки повреждения не обнаружены, а отключение трансформатора вызовет недоотпуск электроэнергии, трансформатор может быть оставлен в работе до выяснения причин срабатывания газового реле на сигнал. После выяснения этих причин оценивается возможность дальнейшей нормальной эксплуатации трансформатора.

Аварийный вывод трансформатора из работы осуществляется:

- при сильном и неравномерном шуме или потрескиваниях внутри бака трансформаторы;
- ненормальном и постоянно возрастающем нагреве трансформатора при нагрузке, не превышающей номинальную, и нормальной работе устройств охлаждения;
- выбросе масла из расширителя или разрыве диафрагмы выхлопной трубы;
- течи масла или уменьшении уровня масла ниже уровня масломерного стекла в расширителе.

Режим перегрузки трансформаторов.

Наиболее подверженным процессу старения элементом трансформатора является целлюлозная изоляция обмоток, фактически определяющая ресурс (срок службы) трансформатора. Основным фактором, влияющим на старение изоляции, является ее нагрев, обуславливающий термический износ изоляции. Существует так называемое 6-градусное правило: увеличение температуры изоляции на 6 градусов сокращает срок ее службы вдвое. Это правило справедливо в диапазоне температур 80... 140°C.

Наиболее интенсивный нагрев изоляции обмоток происходит при перегрузке трансформаторов. Поэтому режиму перегрузки трансформаторов уделим особое внимание.

Перегрузки, обусловленные неравномерным суточным графиком нагрузки трансформатора, называются систематическими. Перегрузки, обусловленные аварийным отключением какого-либо элемента системы электроснабжения, называются аварийными перегрузками.

Допустимость систематических и аварийных перегрузок трансформаторов при их эксплуатации регламентируется Руководством по нагрузке силовых масляных трансформаторов (ГОСТ 14209-97). Здесь учитываются система

охлаждения трансформатора, температура охлаждающей среды, график нагрузки трансформатора и другие факторы.

С целью ознакомления с основными положениями ГОСТ 14209-97 рассмотрим сначала режим работы трансформатора при неизменной нагрузке S . Источником нагрева в трансформаторе является его активная часть. Масло нагревается от обмоток, его объем увеличивается, а плотность уменьшается. Нагретое масло поднимается в верхнюю часть бака и вытесняется в радиаторы системы охлаждения трансформатора (рисунок 7.2,а). Проходя через радиаторы, масло остывает и поступает в нижнюю часть бака. Так происходит естественная циркуляция масла.

На тепловой диаграмме трансформатора (рисунок 7.2,б) температура охлаждающего воздуха Θ_a принята неизменной (вертикальная прямая 1). Температура масла и температура витков обмотки увеличиваются практически линейно по высоте обмотки. Превышение температуры масла над температурой воздуха (прямая 2) в верхней части обмотки достигает величины $\Delta\Theta_{oa}$.

В силу дополнительных потерь в верхней части обмотки будет находиться наиболее нагретая точка обмотки h . Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла (зависимость 3) в верхней части обмотки достигает величины $\Delta\Theta_{ho}$.

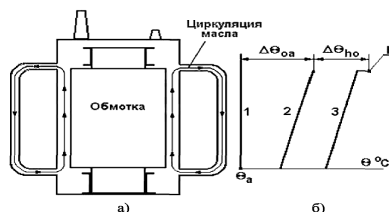


Рисунок 7.2 - Естественная циркуляция масла в трансформаторе (а) и тепловая диаграмма трансформатора (б)

Допустимость работы трансформатора в режиме перегрузки оценивается сопоставлением температуры масла в верхней части обмотки Θ_o и температуры наиболее нагретой точки обмотки Θ_h их предельными значениями. Эти предельные значения для распределительных трансформаторов (мощность до 2,5 МВ'А и напряжение до 35 кВ) и трансформаторов средней мощности (до 100 МВ'А) приведены в табл. 7.1. Здесь же указаны предельные перегрузки трансформаторов, обуславливающие предельные температуры $\Theta_{o \max}$ и $\Theta_{h \max}$ при температуре воздуха $\Theta_a=20^\circ\text{C}$.

Действительная температура воздуха изменяется в течение суток, сезона, года. При одной и той же нагрузке трансформатора увеличение температуры воздуха вызовет увеличение температуры масла и обмотки. Таким образом, термический износ изоляции определяется как нагрузкой трансформатора, так и температурой окружающего воздуха.

При инженерных расчетах режимов перегрузки трансформаторов используется эквивалентная температура воздуха. Это условно постоянная температура, которая в течение рассматриваемого периода времени вызывает

такой же износ изоляции, как и действительная изменяющаяся температура за тот же период времени.

Таблица 7.1 - Предельные значения для распределительных трансформаторов

	Распределительные	Средней мощности
Режим систематических перегрузок:		
предельная перегрузка, о.е.	1,5	1,5
предельная температура наиболее нагретой точки обмотки, $\Theta_{h \max}, ^\circ\text{C}$	140	140
предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{0 \max}, ^\circ\text{C}$	105	105
Режим продолжительных аварийных перегрузок:		
предельная перегрузка, о.е.	1,8	1,5
предельная температура наиболее нагретой точки обмотки, $\Theta_{h \max}, ^\circ\text{C}$	150	140
предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{0 \max}, ^\circ\text{C}$	115	115

Для разных районов страны эквивалентные сезонные и годовые температуры рассчитаны и приведены в [8]. Значения эквивалентных годовых, зимних и летних температур для некоторых населенных пунктов Северо-Западного региона приведены в табл. 7.2.

Таблица 7.2 – Эквивалентные годовые, зимние и летние температуры

Населенный пункт	Эквивалентная температура воздуха $\Theta_a, ^\circ\text{C}$		
	годовая	зимняя	летняя
Архангельск	5,8	-11,4	14,0
Вологда	7,4	-10,8	15,5
Воркута	0,5	-19,4	9,4
Калининград	9,9	-2,4	16,5
Кандалакша	4,5	-10,6	12,5
Кировск	2,9	-11,3	10,9
Мурманск	3,4	-9,5	10,7
Нарьян-Мар	2,0	-15,7	10,3
Новгород	8,3	-7,6	16,0
Петрозаводск	7,1	-8,8	15,1
Псков	8,8	-6,5	16,3
Санкт-Петербург	8,6	-6,8	16,4
Сывьтывкар	6,5	-14,1	15,0

Расчет теплового режима трансформатора и термического износа изоляции.

Практическое снятие суточного графика нагрузки трансформатора осуществляется с некоторым интервалом времени, внутри которого нагрузка считается неизменной. Поэтому график нагрузки представляет собой ступенчатый вид. На рисунке 7.3,а приведен суточный ступенчатый график

нагрузки трансформатора, снятый с временным интервалом 1 ч.

Для оценки допустимости перегрузки трансформатора суточный график его нагрузки преобразуется в эквивалентный по тепловому воздействию на изоляцию двухступенчатый график. На исходном графике проводится линия номинальной нагрузки $S_{ном}$. Пересечением этой линии с исходным графиком выделяется участок перегрузки продолжительностью t .

Часть графика нагрузки, расположенная ниже линии $S_{ном}$, состоит из интервалов Δt_i с нагрузкой S_i на каждом интервале ($i=1, 2, \dots, m$). Другая часть графика нагрузки, расположенная выше линии $S_{ном}$ состоит из интервалов Δt_j с нагрузкой S_j , - на каждом интервале ($j=1, 2, \dots, p$).

Эквивалентирование каждой части графика нагрузки проводится по условию одинакового теплового воздействия на изоляцию действительного переменного и эквивалентного неизменного графика нагрузки:

- эквивалентная неизменная на интервале $(24 - t)$ предшествующая нагрузка S_1

$$S_1 = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots S_m^2 \Delta t_m}{24 - t}} \quad (7.5)$$

- эквивалентная неизменная на интервале t перегрузка S_2

$$S_2 = \sqrt{\frac{S_1^2 \Delta t_1 + S_2^2 \Delta t_2 + \dots S_n^2 \Delta t_n}{t}} \quad (7.6)$$

Эквивалентный по тепловому воздействию на изоляцию двухступенчатый график нагрузки с предшествующей нагрузкой S_1 и перегрузкой S_2 показан на рисунке 7.2,б.

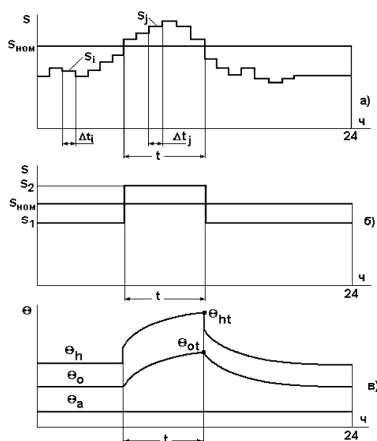


Рисунок 7.3 – Преобразование графика нагрузки (а) в эквивалентный двухступенчатый (б) и переходный тепловой режим трансформатора (в)

При оценке допустимости перегрузки трансформаторов удобно пользоваться относительными единицами. Относительные значения предшествующей нагрузки и перегрузки определяются отношениями

$$K_1 = \frac{S_1}{S_{ном}}, \quad K_2 = \frac{S_2}{S_{ном}} \quad (7.7)$$

Рассмотрим расчет теплового режима трансформатора при изменении его нагрузки на примере двухступенчатого графика (рисунок 7.3). Температура

охлаждающей среды в течение суток принимается постоянной и равной эквивалентной температуре Θ_a .

Установившийся тепловой режим. В установившемся тепловом режиме, предшествующем перегрузке, температура масла Θ_0 и наиболее нагретой точки обмотки Θ_h неизменны. Этому режиму соответствует участок графика с нагрузкой S_1 (в относительных единицах K_1) перед интервалом перегрузки t . Температура масла на выходе из обмотки Θ_{0K1} и температура наиболее нагретой точки обмотки Θ_{hK1} вычисляются по следующим выражениям:

$$\Theta_{0K1} = \Theta_a + \Delta\Theta_{oaK1} \quad (7.8)$$

$$\Theta_{hK1} = \Theta_a + \Delta\Theta_{oaK1} + \Delta\Theta_{hoK1} \quad (7.9)$$

$$\Delta\Theta_{oaK1} = \Delta\Theta_{oar} \left(\frac{1 + RK_1^2}{1 + R} \right)^x \quad (7.10)$$

$$\Delta\Theta_{hoK1} = \Delta\Theta_{hor} K_1^y \quad (7.11)$$

Необходимые для расчетов показатели приведены в табл. 7.3.

Переходный тепловой режим в интервале t увеличения нагрузки от значения K_1 до значения K_2 . Тепловая постоянная времени металлических обмоток $\tau_{об}$ значительно меньше тепловой постоянной времени масла τ_0 . Поэтому при увеличении нагрузки температура обмоток (по сравнению с температурой масла) увеличивается до нового установившегося значения практически мгновенно. В дальнейшем температуры обмоток и масла увеличиваются с одинаковой постоянной времени τ_0 .

Таблица 7.3 – Необходимые для расчетов показатели

Название показателя	Обозн.	Трансформаторы	
		ТМН	ТДН
Показатель степени масла	x	0,8	0,9
Показатель степени обмотки	y	1,6	1,6
Отношение потерь $\Delta P_{кз}/\Delta P_{хх}$	R	5	6
Тепловая постоянная времени масла, ч	τ_0	3	2,5
Температура воздуха, °C	Θ_a	20	20
Превышение температуры масла на выходе из обмотки над температурой воздуха в номинальном режиме, °C	$\Delta\Theta_{oar}$	55	52
Превышение температуры наиболее нагретой точки обмотки над температурой масла на выходе из обмотки в номинальном режиме, °C	Θ_{hor}	23	26
Температура наиболее нагретой точки обмотки, при которой относительный износ изоляции равен единице	Θ_h	98	98

Примечание. Индекс r соответствует номинальному значению параметра.

Изменения во времени температуры масла $\Theta_o(t)$ и температуры наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h(t)$ вычисляются по следующим выражениям:

$$\Theta_o(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa}(t) \quad (7.12)$$

$$\Theta_h(t) = \Theta_o + \Delta\Theta_{oa} + \Delta\Theta_{ho}(t) \quad (7.13)$$

$$\Delta\Theta_{ao}(t) = \Delta\Theta_{oa} + (\Delta\Theta_{oaK2} - \Delta\Theta_{oaK1})(1 - \exp(-\frac{t}{\tau_0})) \quad (7.14)$$

$$\Delta\Theta_{ho}(t) = \Delta\Theta_{hor} K_2^Y \quad (7.15)$$

где $\Delta\Theta_{oaK2}$ - превышение температуры масла над температурой воздуха при длительной нагрузке трансформатора, равной K_2 , рассчитываемое по формуле, аналогичной (7.11); $t = 1, 2, 3 \dots t$ - текущее время, ч.

Температура масла на выходе из обмотки и температура наиболее нагретой точки обмотки к концу интервала перегрузки t соответственно составят Θ_{ot} и Θ_{ht}

Переходный тепловой режим после интервала t при уменьшении нагрузки от значения K_2 до значения K_1 . После снижения нагрузки процесс уменьшения температуры масла $\Theta_o(t)$ и температуры наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h(t)$ рассчитывается по следующим выражениям:

$$\Theta_o(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa}(t) \quad (7.16)$$

$$\Theta_h(t) = \Theta_a + \Delta\Theta_{oa}(t) + \Delta\Theta_{ho}(t) \quad (7.17)$$

$$\Delta\Theta_{oa}(t) = \Delta\Theta_{oaK1} + (\Theta_{oat} - \Delta\Theta_{oaK1})(1 - \exp(-\frac{t}{\tau_0})) \quad (7.18)$$

$$\Delta\Theta_{ho}(t) = \Delta\Theta_{oat} K_1^Y \quad (7.19)$$

где $t = 1, 2, 3 \dots 3\tau_0$ - текущее время.

При $t = 3\tau_0$ наступает установившийся тепловой режим, соответствующий нагрузке K_1 .

Расчет термического износа витковой изоляции. При номинальной нагрузке трансформатора, температуре воздуха $\Theta_a = 20^\circ\text{C}$ и номинальных значениях превышений температур $\Delta\Theta_{oag} = 55^\circ\text{C}$ и $\Delta\Theta_{hor} = 23^\circ\text{C}$ температура наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h = 98^\circ\text{C}$. Это базовая температура наиболее нагретой точки обмотки, при которой износ изоляции обмоток соответствует относительному сроку службы трансформатора, равному 1.

В установившемся тепловом режиме с нагрузкой K и температурой наиболее нагретой точки обмотки Θ_{hk} износ витковой изоляции за сутки определяется по выражению

$$V = 2^{(\Theta_{hk} - 98) / \Delta} \quad (7.20)$$

где $\Delta = 6^\circ\text{C}$ - температурный интервал, принятый в соответствии с 6-градусным правилом износа изоляции.

Размерность относительного износа витковой изоляции - нормальные сутки. Например, для неизменной в течение суток нагрузки K , обуславливающей температуру наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_{hk} = 86^\circ\text{C}$, относительный износ витковой изоляции составит:

$$V = 2^{(86 - 98) / 6} = 0,25 \text{ норм. сут.} \quad (7.21)$$

Таким образом, за одни сутки при нагрузке K и температуре наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_{hk} = 86^\circ\text{C}$ витковая изоляция изнашивается так же как за 0,25 суток при нагрузке, обуславливающей температуру наиболее нагретой точки обмотки $\Theta_h = 98^\circ\text{C}$.

В переходном тепловом режиме, когда температура наиболее нагретой точки обмотки является функцией времени $\Theta_h(t)$ износ изоляции на интервале времени $t_1 \leq t \leq t_2$ определяется как

$$V = \int_{t_1}^{t_2} 2^{[\Theta_h(t)-98]/6} dt \quad (7.22)$$

На практике применяется более простой способ расчета термического износа изоляции в переходном тепловом режиме. Зависимость $\Theta_h(t)$ разбивается на n участков Δt_i , на каждом из которых изменение $\Theta_h(t)$ можно считать линейным. На каждом i -м участке величина $\Theta_h(t)$ заменяется средним значением температуры Θ_{hi} . Износ изоляции определяется как

$$V = \sum_{i=1}^n \Delta t_i 2^{(\Theta_{hi}-98)/6} \quad (7.23)$$

Кроме аналитических выражений в [8] приводятся таблицы и номограммы, позволяющие при эксплуатации трансформаторов оценить допустимые перегрузки и износ изоляции, не прибегая к вычислениям.

Задание и вопросы к практическому занятию

Задача 1. Однотрансформаторная подстанция работает по суточному двухступенчатому графику нагрузки с параметрами K_1 , K_2 , h . Значения параметров трансформатора и графика нагрузки приведены в табл. 7.4. Энергосистема требует снизить длительность перегрузки, не ограничивая ее абсолютное значение.

Определить: насколько можно снизить длительность систематической перегрузки трансформатора h за счет повышения K_2 до предельно допустимого значения $K_{\max}$. При этом общее количество электроэнергии за период h не должно изменяться.

Задача 2. Один из двух трансформаторов, работающих с коэффициентами загрузки K_1 аварийно отключился на время h , второй трансформатор принял на себя всю нагрузку. Исходные данные приведены в табл. 1.

Требуется: 1) рассчитать температуру наиболее нагретой точки обмотки трансформатора и сравнить ее с максимально допустимой;

2) рассчитать относительный износ изоляции трансформатора за период перегрузки;

3) описать полный цикл профилактических испытаний трансформатора;

4) привести перечень работ, выполняемых при осмотре трансформаторов.

Таблица 7.4– Исходные данные

Наименование данных	Варианты										Номер задачи
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	
Данные трансформатора:											
Тип	ТМЗ	ТМЗ	ТМЗ	ТМ	ТМ	ТМЗ	ТМЗ	ТМ	ТМ	ТМ	Общие №1 №2
Мощность S, мВА	1000	1600	2500	1000	1600	630	400	250	400	630	
Напряжение U _{вн} , кВ	10	10	10	35	35	112	115	10	10	10	
Потери мощности ΔP _{кз} , кВт	12,2	18	25	33,5	65	153	175	3,7	5,5	7,6	
ΔP _{xx} , кВт	2,45	3,3	4,6	6,7	14,5	62	42	0,8	1,1	1,6	
Данные нагрузки:											
K ₁ , о.е.	0,7	0,8	0,9	0,6	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	0,7	№1
K ₂ , о.е.	1,3	1,3	1,2	1,4	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,4	
h, ч	8,0	6,0	4,0	4,0	8,0	6,0	6,0	12,0	8,0	4,0	
Предварительная нагрузка K ₁ , о.е.	0,7	0,8	0,6	0,7	0,6	0,8	0,7	0,6	0,5	0,7	№2
Длительность аварийной перегрузки h, ч	8,0	8,0	8,0	12,0	12,0	12,0	6,0	6,0	6,0	10,0	

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Какие параметры проверяют при осмотрах силовых трансформаторов?
2. С какой периодичностью проводятся осмотры силовых трансформаторов на подстанциях без постоянного дежурного персонала?
3. Перечислите условия параллельной работы трансформаторов?
4. Как рассчитать потери активной и реактивной мощности в двух параллельно работающих трансформаторах?
5. По каким параметрам оценивается допустимость работы трансформатора в режиме перегрузки?

Повышенный уровень

1. Как определяются амортизационные отчисления?
2. Какая температура понимается под эквивалентная температурой воздуха?
3. Каково значение предельной перегрузки, о.е., предельной температуры наиболее нагретой точки обмотки и предельной температуры масла в верхних слоях распределительных трансформаторов в режиме продолжительных аварийных перегрузок?
4. Как определяется эквивалентная предшествующая нагрузка трансформатора?
5. Как определяется эквивалентная перегрузка трансформатора?
6. В каких единицах измеряется относительный износ витковой изоляции?

Рекомендуемая литература: [1-3].

Практическое занятие 8

Осмотры и способы сушки силовых трансформаторов

Целью занятия является получение знаний по проведению осмотров при вводе в эксплуатацию силовых трансформаторов и выполнению их сушки.

В результате практического занятия студенты знать, как проводятся осмотры ВЛ и как проводятся сушка трансформаторов.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14,15.

Теоретическая часть

Осмотр трансформаторов.

В процессе эксплуатации трансформаторов проводят их периодические и внеочередные осмотры. В электроустановках с постоянным дежурным персоналом трансформаторы осматривают один раз в сутки, в остальных электроустановках — один раз в месяц. Внеочередные осмотры проводят после отключений, в результате срабатывания защиты, или при резком понижении температуры окружающей среды, так как в этом случае масло

может уйти из расширителя.

При осмотрах силовых трансформаторов:

1. Проверяют по амперметрам их нагрузку. Так как степень нагрева трансформатора определяется в основном величиной нагрузки, то за ней ведется систематический контроль, осуществляемый по показаниям амперметров, которыми снабжены трансформаторы мощностью 1000 кВА и выше.

2. Осуществляют контроль за температурой верхних слоев масла, а также температуру окружающей среды. При работе трансформатора с температурой выше допустимой, сокращается срок службы изоляции обмоток и находящегося в нем изоляционного масла. Для контроля за температурой обычно на крышке трансформатора установлен ртутный термометр, либо термосигнализатор. По действующему ГОСТу указанная температура при максимально допустимой температуре окружающего воздуха (35°) не должна превышать 95° , а превышение температуры масла над температурой окружающей среды не должно быть более 60° .

3. Обращают внимание на уровень и цвет масла, находящегося в трансформаторе. Уровень масла должен находиться на контрольной черте. Хорошее масло имеет светло-желтый цвет.

4. Тщательно осматривают внешнее состояние изоляторов, на которых могут появляться трещины, иметь место вытекания мастики, следы перекрытий, загрязнение и другие дефекты.

5. Производят тщательный наружный осмотр состояния заземления трансформатора и проверяют, не вытекает ли масло из его кожуха.

6. Внимательно прислушиваясь к шуму, которым сопровождается работа трансформатора (гудение должно быть равномерным без изменения уровня и тона звука). Для прослушивания отключают вентиляторы системы охлаждения трансформатора. Если внутри трансформатора прослушивается явно посторонний шум (потрескивание, щелчки и т.п.), трансформатор необходимо отключить.

7. Контролируют величину первичного напряжения. Максимально допустимое превышение первичного напряжения принимается для трансформаторов равным 5% от напряжения, соответствующего данному ответвлению.

8. При установке трансформатора внутри помещения оценивается состояние помещения, проверяют наличие средств пожаротушения, исправность системы вентиляции.

Сушка (прогрев) трансформатора.

Трансформаторы вводят в эксплуатацию без сушки, если условия транспортирования, хранения и монтажа соответствовали требованиям ГОСТ 11677-85. В противном случае проводят один из видов сушки (прогрева): контрольную подсушку, контрольный прогрев или сушку трансформатора. Сушку следует проводить в соответствии с ВСН 342-75.

Методы сушки. Сушка (прогрев) трансформатора проводится одним из следующих методов:

- индукционный нагрев за счет вихревых потерь в стали бака;
- токами короткого замыкания;
- постоянным током;
- токами нулевой последовательности;
- циркуляцией масла через электронагреватели;
- нагревом бака инфракрасным излучением;
- обдувом горячим воздухом в утепленном укрытии или сушильном шкафу.

При необходимости производится дополнительный прогрев трансформатора с помощью электропечей закрытого типа, устанавливаемых под дно трансформатора.

Выбор метода сушки зависит от следующих факторов: степени увлажненности трансформатора, его габаритов, наличие источников нагрева, оборудования, приспособлений и т.д.

Метод индукционных потерь в стали бака, основан на использовании вихревых токов, создаваемых индукционной обмоткой, наложенной на поверхность стального бака. При прохождении тока по индукционной обмотке стенки бака нагреваются, а их тепло передается магнитопроводу и обмотке, находящимся в баке трансформатора. Для сушки методом индукционных потерь стенки бака, крышку и дно утепляют несколькими слоями листового асбеста или другого негорючего материала, поверх которого накладывают намагничивающую обмотку из провода с теплостойкой изоляцией. Для прогрева дна бака дополнительно применяют закрытые электронагревательные печи или тепловоздуховки.

Прогрев постоянным током основан на пропускании через обмотки трансформатора тока близкого номинальному значению. Обычно постоянный ток пропускают только по обмоткам высокого и среднего напряжения. Наиболее целесообразными являются схемы, у которых обмотки всех трех фаз обтекаются прогреваемым током, что может быть обеспечено соответствующим параллельным или последовательным соединением обмоток трансформатора. Указанные схемы соединения обмоток можно осуществить для трансформаторов, у которых звезда и треугольник выведены на крышке бака, или у трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой. Иногда применяют менее эффективные схемы с последовательным соединением обмоток только двух фаз или схемы, в которых две фазы соединены параллельно, а третья включена последовательно с ними.

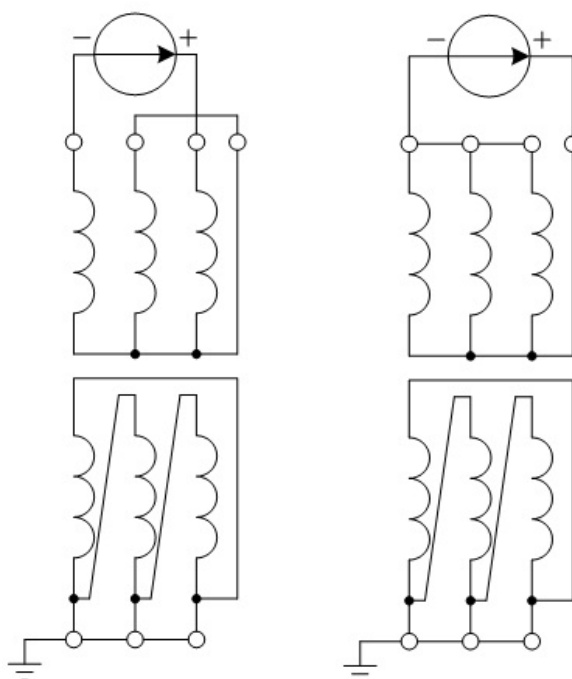


Рисунок 8.1 – Схемы включения обмоток двухобмоточного трансформатора для прогрева методом постоянного тока

Бак трансформатора и обмотки не участвующие (если они электрически не связаны с прогреваемыми обмотками) в прогреве закорачивают и заземляют.

Сушку токами нулевой последовательности применяют для трансформаторов небольшой мощности (до 400 кВА). При этом способе вторичные обмотки трансформатора подключают к сети по одной из схем, приведенных на рисунке ниже.

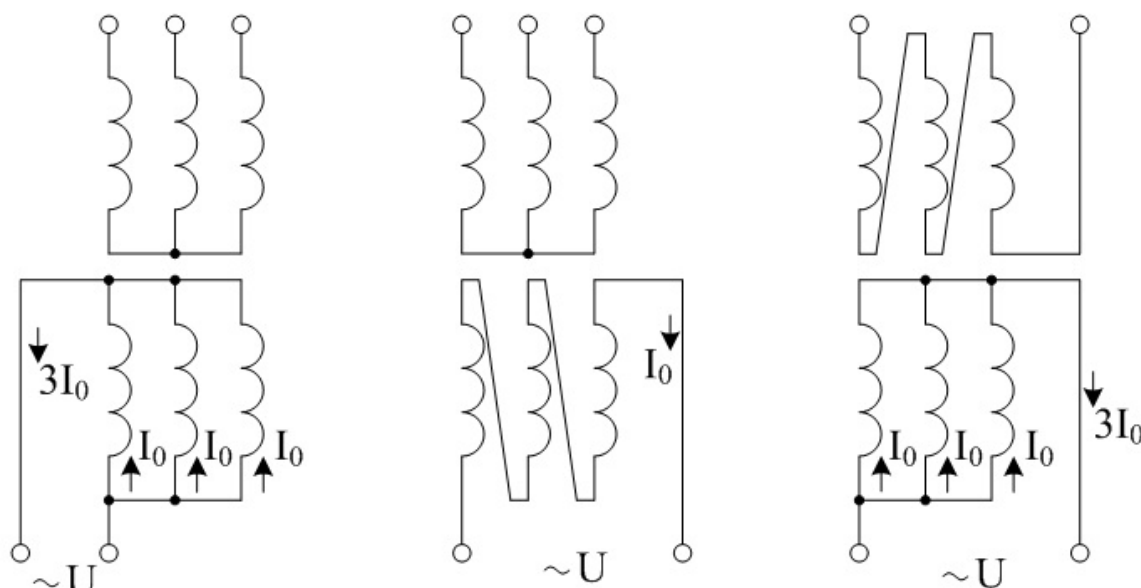


Рисунок 8.2 – Схемы сушки трансформаторов токами нулевой последовательности

Поскольку обмотка высшего напряжения остается разомкнутой, должны быть приняты меры безопасности, так как на ней может появиться высокое

напряжение. В результате воздействия одинаковых по величине и совпадающих по фазе магнитных потоков в меди и магнитопроводе будет выделяться теплота. Данный способ отличается простотой, но не применим при соединении вторичных обмоток в треугольник.

Методом короткого замыкания прогрев производится за счет тепла, выделяемого потерями в обмотках, добавочными потерями от вихревых токов в проводниках обмоток, потерями в активной стали магнитопровода, в металлических конструктивных деталях активной части и стенках бака, вызываемыми магнитным полем рассеяния обмоток. При прогреве методом короткого замыкания одну из обмоток трансформатора (обычно низшего напряжения) замыкают на зажимах вводов накоротко, а другую питают от источника переменного тока промышленной частоты.

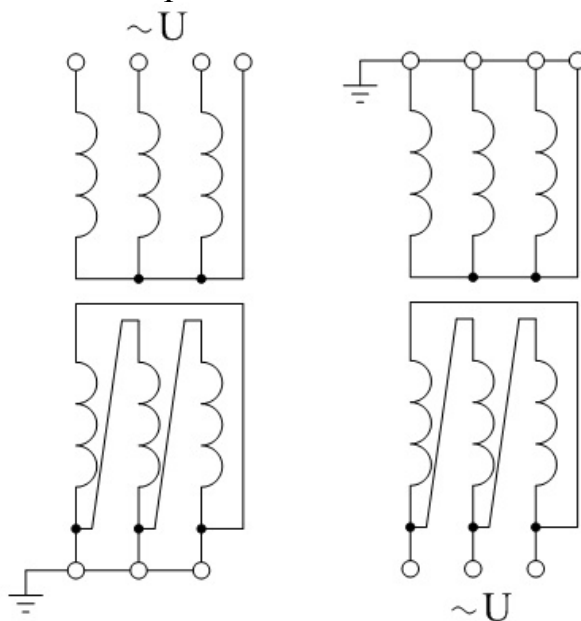


Рисунок 8.3 – Схемы включения обмоток двухобмоточного трансформатора для прогрева методом короткого замыкания

При этом ток прогрева зависит от мощности короткого замыкания трансформатора и не должен превышать: 100% от номинального линейного тока питаемой обмотки при включенном устройстве охлаждения трансформатора; 70% - при отключенном устройстве охлаждения трансформатора.

Виды сушки (прогрева) трансформатора. Как уже отмечалось выше, различают несколько видов сушки (прогрева) трансформаторов: контрольный прогрев, контрольная подсушка и сушка.

Контрольный прогрев производят в одном из следующих случаев:

- присутствуют признаки увлажнения масла или характеристики изоляции не соответствуют нормам;
- продолжительность хранения трансформатора без доливки масла превышает установленный срок, но не более 7 мес.;
- время пребывания активной части на воздухе при слитом масле превышает нормы, но не более чем в 2 раза;

Целью контрольного прогрева является улучшение характеристик изоляции до уровня, позволяющего включение трансформатора без сушки.

Контрольный прогрев проводят на трансформаторах с установленными вводами, расширителем, выхлопной трубой и задействованной газовой защитой. При смонтированной системе охлаждения охлаждающие устройства отсоединяют от трансформатора путем перекрытия задвижек (кранов) на маслопроводе. Два охладителя, места подсоединения которых к баку наиболее удалены друг от друга, оставляют с открытыми задвижками и используют в период прогрева для обеспечения принудительной циркуляции масла в трансформаторе при работающих маслососах и отключенном охлаждении.

Контрольный прогрев производят с маслом, без вакуума до достижения температуры верхних слоев масла, превышающей максимальную из указанных в паспорте трансформатора температур, при которых производилось измерение характеристик изоляции:

- при прогреве методом короткого замыкания или постоянным током - на 5 °С;
- при прогреве индукционным методом или циркуляцией масла через электронагреватели - на 15 °С.

Контрольный прогрев трансформаторов методом короткого замыкания и постоянным током запрещается в случае обнаружения или предположения на активной части каких-либо дефектов, а также до проведения и получения положительных результатов ряда испытаний.

Температура верхних слоев масла при контрольном прогреве не должна превышать 75 °С.

Контрольная подсушка производится в следующих случаях:

- характеристики изоляции после контрольного прогрева не соответствуют нормам;
- трансформатор хранился без масла от 7 месяцев до года;

Контрольную подсушку следует выполнять при температуре верхних слоев масла 80 °С и максимальном вакууме, предусмотренном конструкцией бака трансформатора. Для выравнивания температуры и влажности слоев масла через каждые 12 ч подсушки необходимо в течение 4 ч осуществлять его циркуляцию через трансформатор масляным насосом производительностью 4-6 м³/ч. При проведении контрольной подсушки трансформатор должен быть залит маслом до уровня на 150-200 мм ниже крышки.

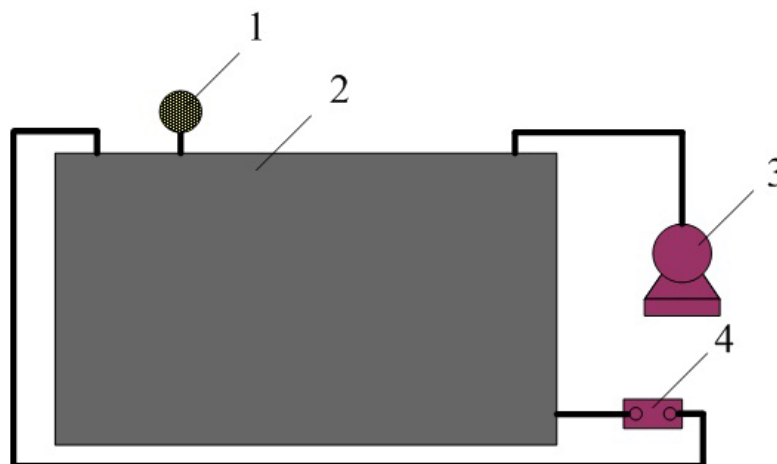


Рисунок 8.4 – Схема контрольной подсушки: 1 - вакуумметр; 2 - бак трансформатора; 3 - вакуумный насос; 4 - масляный насос.

Таблица 8.4 – Продолжительность прогрева трансформаторов при 80 °С

Напряжение трансформатора, кВ	Мощность трансформатора, кВА	Время прогрева, ч
до 35 включительно	всех мощностей	48
110	менее 80000	48
110	80000	54

Сушка производится в следующих случаях:

- на активной части или в баке обнаружены следы воды;
- трансформатор хранился без масла или без доливки масла более 1 года;
- индикаторный силикагель увлажнен (потерял голубой цвет);
- время пребывания активной части на воздухе при слитом масле превышает нормы более чем в 2 раза;
- характеристики изоляции после контрольной подсушки не соответствуют нормам.

Чаще всего для сушки трансформатора используют следующие методы: индукционным нагревом в собственном баке; токами нулевой последовательности в собственном баке; нагревом бака инфракрасным излучением; в специальной сушильной камере с вакуумом или без вакуума.

Сушку активной части трансформатора производят без масла в собственном баке с прогревом методом индукционных потерь и дополнительным обогревом дна бака. Сушка трансформатора проводится под вакуумом. При сушке трансформаторов не допускается прогрев методом короткого замыкания или постоянным током. Также следует помнить, что сушка загрязненной активной части трансформатора запрещается.

Перед сушкой трансформатора производят следующие подготовительные операции:

- сливают масло из трансформатора в чистые бочки;

- отвертывают болты, крепящие крышку к баку, и, прикрепив стропы к подъемным кольцам, поднимают выемную часть с помощью подъемных механизмов;



Рисунок 8.5 – Подъем активной части трансформатора

- устанавливают сердечник трансформатора на деревянном помосте высотой 0,3-0,5 м и в случае наличия загрязнения, продувают обмотки и магнитопровод сухим сжатым воздухом и промывают от грязи и шлама, поливая их чистым сухим трансформаторным маслом, подогретым до 40° С;
- очищают бак от грязи, промывают сухим трансформаторным маслом и опускают сердечник в бак, предварительно укрепив на его обмотках и магнитопроводе термодатчики.

При сушке трансформатора обеспечивают температуру обмоток не ниже 95 °С, а магнитопровода - не ниже 90 °С. Температура изоляции обмоток, магнитопровода и других изоляционных частей в процессе сушки не должна превышать 105, а стенок, дна и крышки бака 115 °С

При температуре окружающего воздуха ниже 15 °С сушку и пропитку активной части производят в помещении или тепляке, построенном из лесоматериалов и обитом изнутри негорючим материалом. [Расстояние между стенками бака трансформатора и стенами тепляка должно быть не менее 1,5 м, расстояние от крышки трансформатора до потолка тепляка 1,5 м. В тепляке должно быть не менее двух дверей, расположенных в противоположных стенках, и достаточная освещенность. Установка в тепляке оборудования для заливки масла запрещается.]

Сушка считается законченной:

- для трансформаторов напряжением до 35 кВ включительно - если значение сопротивления изоляции обмоток останется неизменным в течение не менее 6 ч;
- для трансформатора напряжением 110 кВ - если характеристики изоляции обмоток остаются постоянными в течение не менее 48 ч.

Общая продолжительность сушки, не считая времени прогрева, должна быть не менее 10 сут.

Контрольная подсушка и сушка изоляции трансформаторов, вводимых

в работу после ремонта, проводится на ремонтной площадке.

Контрольная подсушка проводится в тех случаях, когда продолжительность пребывания активной части на воздухе не превысила допустимой и нет оснований предполагать, что изоляция значительно увлажнена. Подсушка заключается в прогреве активной части (циркуляцией масла через электронагреватели, токами КЗ, с помощью паровых нагревателей и другими способами) в масле с температурой в верхних слоях 80 °С. В процессе такого прогрева периодически измеряются характеристики изоляции. Прогрев прекращается, когда характеристики изоляции будут отвечать требованиям норм, но не раньше чем через 24 ч, не считая времени нагрева до 80 °С. Продолжительность контрольного прогрева не более 48 ч. Если за это время характеристики изоляции не достигнут требуемых значений, трансформатор подлежит сушке.

Сушка изоляции трансформаторов состоит в том, что искусственно создаются условия, при которых влага перемещается из внутренних слоев изоляции к поверхности и с поверхности в окружающую среду. Перемещение влаги внутри материала происходит в соответствии с физическими законами от более влажных слоев к менее влажным и от более нагретых к менее нагретым. Перемещение влаги с поверхности изоляции в окружающую среду происходит под действием разности давлений пара на поверхности изоляционного материала и в окружающей среде. Таким образом, в процессе сушки необходимо повышать давление пара у поверхности материала, что достигается его нагревом, и понижать давление в окружающем пространстве путем создания вакуума или вентиляции сушильного пространства сухим воздухом.

При сушке изоляции сухим воздухом активную часть трансформатора помещают в хорошо утепленную и защищенную изнутри от возгорания камеру. Сухой воздух в камеру подается от воздуходувки и удаляется через вытяжное отверстие, унося с собой пары воды. Температура входящего в камеру воздуха должна быть не выше 105 и выходящего не ниже 80-90 °С. Контроль за температурой ведется по термометрам. Количество воздуха, подаваемого в камеру за 1 мин, должно быть в 1,5 раза больше объема камеры.

Наибольшее распространение в эксплуатации получил индукционный способ сушки активной части в своем баке под вакуумом за счет тепла, выделяющегося в стенках бака от вихревых токов. Вихревые токи индуцируются специальной намагничивающей обмоткой, наматываемой на бак трансформатора.

Для сушки активную часть опускают в совершенно сухой бак; в различных местах активной части устанавливают термпары и терморезисторы; крышку и все отверстия в баке тщательно уплотняют, стенки бака утепляют асбополотном или стеклотканью; снаружи под теплоизоляцией.

Устанавливают термометры. Индукционную обмотку наматывают на бак с таким расчетом, чтобы в нижней части находилось 60 - 65% общего числа витков, а остальные - верхней части. Такое расположение обмотки обеспечивает равномерный нагрев активной части. Питание индукционной

обмотки осуществляют от трансформатора мощностью 560-1000 кВА, напряжением 380 В. Дно бака прогревают электрическими печами. Время нагрева активной части до температуры 100-105 °С зависит от ее размеров, массы класса изоляции. Для трансформаторов 110 кВ оно составляет 30-40 ч, а для трансформаторов 220 - 500 кВ - 60 - 80 ч. После проверки работы вакуумной системы подают напряжение на индукционную обмотку, включают печи донного подогрева и температуру в баке доводят до 300°С.

Затем включают вакуумные насосы и открывают кран, через который в нижнюю часть бака подсасывается горячий воздух, забираемый из поддонного пространства через фильтр. Подсос воздуха регулируют с таким расчетом, чтобы вакуум в баке не поднимался выше 0,003 МПа (для трансформаторов 110 кВ и ниже). Для ускорения сушки режим нагрева чередуют со снятием вакуума и быстрым охлаждением верхних слоев изоляции, чтобы создать перепад температур между внутренними и внешними слоями изоляции. Контроль за сушкой ведется непрерывно. Каждый час записывают показания термометров и вакуумметра, производят измерения сопротивления изоляции мегаомметром, на 2500 В.

Сушка считается законченной, если устанавливается постоянное значение сопротивления изоляции и тангенса угла диэлектрических потерь при неизменной температуре также прекращается выделение влаги в охладительной колонке. После этого нагрев прекращают, температуру в баке понижают до 80 - 85 °С и трансформатор заполняют сухим маслом под вакуумом. Через 6-10 ч, когда изоляция пропитается маслом, активную часть вскрывают для осмотра и подпрессовки обмоток, так как изоляция при сушке усыхает.

Задания

Изучить нормативные документы по проведению осмотров и сушки трансформаторов и ответить на вопросы ПЗ

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. С какой периодичностью проводятся осмотры трансформаторов на подстанциях без постоянного дежурного персонала?
2. Какие параметры проверяются при осмотрах силовых трансформаторов?
3. Какие Вы знаете методы сушки трансформаторов?
4. При каких условиях возможен ввод трансформатора в эксплуатацию без сушки?
5. От каких факторов зависит выбор метода сушки трансформатора?
6. Какие Вы знаете виды сушки трансформаторов?
7. Какое предельное значение допустимо для температуры верхних слоев масла при контрольном прогреве?
8. При какой температуре верхних слоев масла выполняется контрольная подсушка?

9. В каких случаях необходимо выполнять сушку трансформатора?

10. Какие подготовительные операции необходимо выполнить перед сушкой трансформатора?

11. При каких условиях необходимо закончить сушку трансформатора?

12. Какова общая продолжительность сушки трансформатора?

Повышенный уровень

1. Какие способы сушки изоляции трансформаторов применяются в настоящее время в заводской и эксплуатационной практике?

2. Для каких целей может служить режим короткого замыкания трансформатора в условиях эксплуатации?

3. Для сушки, каких трансформаторов можно использовать метод токов нулевой последовательности?

4. Почему требуется разрывать короткозамкнутые контуры обмоток при сушке трансформаторов токами нулевой последовательности?

5. Не представляют ли опасность для изоляции трансформатора при его сушке ТНП короткозамкнутые контуры из конструктивных элементов выемной части трансформатора?

6. Какие методы измерения температуры применяются при сушке электрических машин и трансформаторов?

Рекомендуемая литература: [1-3].

Практическое занятие № 9

Разработка однолинейной схемы сети, выбор оборудования и разработка графика осмотров оборудования

Целью занятия является получение знаний для разработки однолинейной схемы сети, выбора оборудования и разработки графика осмотров оборудования.

В результате практического занятия студенты должны знать, как выбрать схемы электрических сетей, оборудования и как составляются графики осмотров оборудования.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14,15

Теоретическая часть

Выбор схемы электрических сетей выполняется, как правило, на следующие перспективные уровни:

ЕНЭС — расчетный срок 10 лет;

распределительная сеть — расчетный срок 5 лет;

сеть внешнего электроснабжения промышленных предприятий, электрифицируемых участков железных дорог, перекачивающих станций

магистральных нефтепроводов, газопроводов и продуктопроводов, выдачи мощности электростанций и т. п. — сроки ввода в работу (освоения мощности) объекта, с которым связано сооружение проектируемой сети.

Топология электрических сетей развивается в соответствии с географическими условиями, распределением нагрузок и размещением энергоисточников. Многообразие и несхожесть этих условий приводят к большому количеству конфигураций и схем электрической сети, обладающих разными свойствами и технико-экономическими показателями. Оптимальное решение может быть найдено путем технико-экономического сравнения вариантов.

Основные требования к схемам сети. При проектировании схем электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими. В первую очередь необходимо рассматривать работоспособность действующих сетей при перспективном уровне электрических нагрузок с учетом физического и морального износа линий и ПС и их возможной реконструкции (см. п. 4.10).

Развитие сети должно предусматриваться на основе целесообразности использования технически и экономически обоснованного минимума схемных решений, обеспечивающих построение сети из типовых унифицированных элементов в соответствии с нормативно-технической документацией по проектированию ПС и линий.

Схема электрической сети должна быть гибкой и обеспечивать сохранение принятых решений по ее развитию при возможных небольших отклонениях:

- уровней электрических нагрузок и балансов мощности от планируемых;
- трасс ВЛ и площадок ПС от намеченных;
- сроков ввода в работу отдельных энергообъектов.

На всех этапах развития сети следует предусматривать возможность ее преобразования с минимальными затратами для достижения конечных схем и параметров линий и ПС.

При проектировании развития сети рекомендуется предусматривать комплексное электроснабжение существующих и перспективных потребителей независимо от их ведомственной принадлежности и формы собственности. При этом рекомендуется учитывать нагрузки других потребителей, расположенных в рассматриваемом районе, а также намечаемых на рассматриваемую перспективу.

При проектировании развития системообразующей сети следует исходить из целесообразности многофункционального назначения вновь сооружаемых линий:

- увеличение пропускной способности сети для обеспечения устойчивой и надежной параллельной работы ОЭС;
- надежная выдача мощности электростанций;
- питание узлов нагрузки.

Рекомендуется избегать прямых связей между электростанциями (без промежуточных отборов мощности), для чего их необходимо прокладывать через крупные узлы нагрузки.

При проектировании развития электрических сетей необходимо обеспечивать снижение потерь электроэнергии до экономически обоснованного уровня.

Схема электрической сети должна допускать возможность эффективного применения современных устройств релейной защиты (РЗ), режимной и противоаварийной автоматики (ПА).

Построение электрической сети должно соответствовать требованиям охраны окружающей среды.

Схема должна обеспечивать оптимальный уровень токов КЗ, значения которых на шинах электростанций и ПС не должны превышать следующих:

Напряжение, кВ 110-150 220-330 500-750

Ток, кА 31,5 40 63

Для ограничения уровней токов КЗ следует предусматривать соответствующие схемные и режимные мероприятия.

Особо важным требованием к схеме является обеспечение необходимой надежности, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах

В соответствии с действующими нормативными документами схемы присоединения электростанций и ПС к системообразующей сети должны обеспечивать надежность питания энергоузлов и транзит мощности по принципу «N-1». В процессе реализации проектной схемы сети допускается неполное резервирование отдельного энергоузла с ограничением его максимальной нагрузки на время ремонта или замены основного оборудования на 25 %, но не более 400 МВт при внешнем электроснабжении на напряжении 750 кВ, 250 МВт — при 500 кВ, 150 МВт — при 330 кВ и 50 МВт — при 220 кВ (при условии обеспечения питания ответственных потребителей).

Схема и параметры электрической сети должны обеспечивать надежность электроснабжения, при которой в случае отключения любой линии или трансформатора сохраняется питание потребителей без ограничения нагрузки с соблюдением нормативного качества электроэнергии.

Общепринятая классификация электрических сетей по их конфигурации отсутствует. Однако, несмотря на многообразие применяемых конфигураций и схем, любую сеть можно расчленить на отдельные участки, опирающиеся на ЦП, и отнести к одному из рассмотренных ниже типов (рисунок 1.1).

Одинарная радиальная сеть (далее, для сокращения, тип Р1, рисунок 9.1, а) является наиболее дешевой, но обеспечивает наименьшую надежность; получила широкое распространение как первый этап развития сети - при небольших нагрузках присоединенных ПС и возможности их резервирования по сети среднего (СН) или низшего напряжения (НН). При этом для правильного проектирования сети уже на первом этапе следует решить, в

каком направлении намечается дальнейшее развитие сети, чтобы привести ее к одному из типов по рис. 9.1, б, в или г.

Двойная радиальная сеть (тип Р2, рис. 9.1, б) за счет дублирования линии (на одних или разных опорах) обеспечивает резервирование питания потребителей. Эта схема характеризуется равномерной загрузкой обеих ВЛ, что соответствует минимуму потерь, не вызывает увеличения токов КЗ в смежных участках сети, позволяет осуществлять четкое ведение режимов работы сети, обеспечивает возможность присоединения ПС по простейшим схемам.

При электроснабжении района от одного ЦП находят применение также замкнутые сети кольцевой конфигурации одинарные (тип 31, рис. 9.1, в) и двойные (тип 32, рис. 9.1, г). Достоинствами этих схем, как и радиальных, являются независимость потокораспределения от перетоков в сети высшего напряжения (ВН), отсутствие влияния на уровень токов КЗ в прилегающих сетях, возможность применения простых схем присоединения ПС.

Широкое применение находит замкнутая одинарная сеть, опирающаяся на два ЦП. Преимуществами такой конфигурации являются возможность охвата территории сетями, создание шин между двумя ЦП для присоединения по мере необходимости новых ПС, уменьшение суммарной длины ВЛ по сравнению с присоединением каждой ПС «по кратчайшему пути» (что приводит к созданию сложнозамкнутой сети), возможность присоединения ПС по упрощенным схемам. Недостатками конфигурации Д1 являются большая вероятность неэкономичного потокораспределения при параллельной работе сетей разных напряжений и повышение уровней токов КЗ, вызывающее необходимость секционирования в нормальных режимах.

Модификацией конфигурации Д1 является замкнутая двойная сеть, опирающаяся на два ЦП (тип Д2, рис. 9.1, е). Применяется при более высоких плотностях нагрузок, обладает практически теми же преимуществами и недостатками, что и конфигурация Д1.

Узловая сеть (тип У, рис. 9.1, ж) имеет более высокую надежность, чем Д1 и Д2, за счет присоединения к трем ЦП, однако плохо управляема в режимном отношении и требует сооружения сложной узловой ПС. Создание такой сети, как правило, бывает вынужденным — при возникновении технических ограничений для дальнейшего использования сети типа Д1.

Многоконтурная сеть (тип М, рис. 9.1, з) является, как правило, результатом неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП. Характеризуется сложными схемами присоединения ПС, трудностями обеспечения оптимального режима, повышенными уровнями токов КЗ.

Основой рационального построения сети является применение простых типов конфигураций и использование в качестве коммутационных пунктов, главным образом, ПС следующей ступени напряжения, являющихся ЦП для проектируемой сети.

Для распределительной сети такими конфигурациями являются в первую очередь двойная радиальная сеть (Р2) и одинарная замкнутая,

опирающаяся на два ЦП (Ц1). Техничко-экономические исследования и анализ области применения этих конфигураций показывают, что применение конфигурации типа Р2 (как правило, на двухцепных опорах) эффективнее при небольших расстояниях от потребителей до ЦП и при высоких уровнях нагрузок. Этот тип сети находит применение для электроснабжения промпредприятий и отдельных районов городов на напряжении 110 кВ.

Конфигурация Д1 находит широкое применение в сетях 110 кВ для электрификации потребителей сельской местности, а также в распределительных сетях 220 кВ, обеспечивая с наименьшими затратами максимальный охват территории. Техническими ограничениями для конфигурации Д1 являются пропускная способность головных участков, которая должна обеспечивать электроснабжение всех присоединенных ПС в послеаварийном режиме при выходе одного из них, а также предельное количество присоединенных ПС (см. п. 9.4.). При возникновении технических ограничений для дальнейшего использования сети типа Д1 она может быть преобразована одним из способов, указанных на рис. 9.2. Схема рис. 9.2, а является предпочтительной, так как не усложняет конфигурацию сети, однако возможность ее применения обусловлена благоприятным размещением нового ЦП относительно рассматриваемой сети; схемы рис. 9.2, б-г приводят к созданию узловых (У) и многоконтурных (М) конфигураций и усложнению схем отдельных ПС; схемы рис. 9.2, в-г применяются в тех случаях, когда сооружение нового ЦП оказывается нецелесообразным.

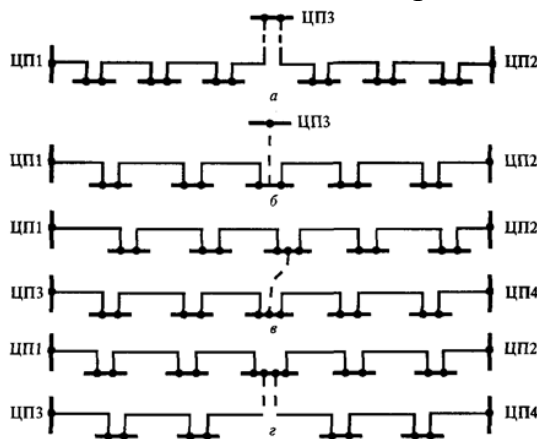


Рисунок 9.1 – Варианты преобразования конфигурации сети типа Д1: а – заход на новый ЦП; б – сооружение ВЛ от нового ЦП; в – сооружение связи между двумя конфигурациями Д1; г – рассечка одной конфигурации Д1 и заход ее на подстанцию другого участка сети

Конфигурация типа Д2 обладает большой пропускной способностью и может использоваться длительное время без преобразования в другие типы. Она применяется в сетях 110 кВ систем электроснабжения городов, а также в сетях 110—220 кВ для электроснабжения протяженных потребителей — электрифицируемых железных дорог и трубопроводов.

Замкнутые конфигурации, опирающиеся на один ЦП (31 и 32), используются, как правило, на первом этапе развития сети: первые — в сельской местности с последующим преобразованием в два участка типа Д1, вторые—

в городах с последующим преобразованием в два участка типа Д2.

Применение сложноразветвленных конфигураций распределительной сети (типов У, М) из-за присущих им недостатков (см. выше) нежелательно, однако в условиях развивающейся сети избежать их не удастся. По мере появления новых ЦП следует стремиться к упрощению многоконтурной сети; при этом новые ЦП целесообразно размещать в ее узловых точках.

Системообразующие сети характеризуются меньшим многообразием типов конфигурации. Здесь, как правило, применяются конфигурации Д1 и У. При этом в качестве узловых точек используются распределительные устройства электростанций и часть ПС сети. Конфигурация системообразующей сети усложняется тем больше, чем дольше она развивается в качестве сети высшего класса напряжения; после «наложения» сети следующего класса напряжения начинается процесс упрощения конфигурации сети низшего напряжения.

Понижающие ПС предназначены для распределения энергии по сети НН и создания пунктов соединения сети ВН (коммутационных пунктов). Определяющей для выбора места размещения ПС является схема сети, для питания которой она предназначена. Оптимальная мощность и радиус действия ПС определяются плотностью нагрузок в районе ее размещения и схемой сети НН. При большой плотности нагрузок, сложной и разветвленной сети НН следует рассматривать целесообразность разукрупнения подстанций ВН для повышения надежности питания и снижения стоимости сооружения сети НН.

Нормативными документами классификация ПС по их месту и способу присоединения к сети не установлена. Исходя из применяющихся типов конфигурации сети и возможных схем присоединения ПС их можно подразделить на следующие (рис. 9.2):

ответвительные — присоединяемые к одной (рис. 9.2, в) или двум (рис. 2.2, г) проходящим ВЛ на ответвлениях; схема 9.2, в является первым этапом развития с последующим преобразованием в схему 9.2, г или д;

проходные — присоединяемые к сети путем захода одной линии с двусторонним питанием (рис. 9.2, д);

узловые — присоединяемые к сети не менее чем по трем питающим линиям (рис. 9.2, е, ж).

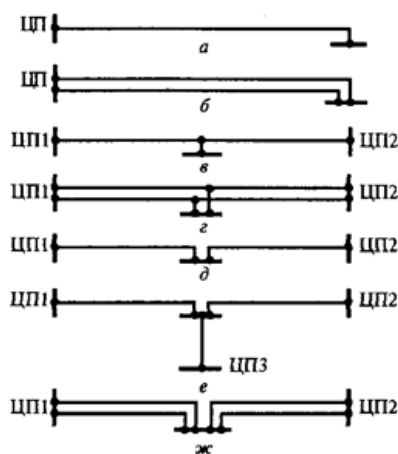


Рисунок 9.2 — основные типы присоединения подстанций к сети: а,б —

тупиковые, присоединяемые к одной (Т1) и двум (Т2) ВЛ; в,г – ответвительные от одной (О1) и двух (О2) ВЛ; д – проходная (П), присоединяемая путем захода одной ВЛ; е,ж – узловые (У), присоединяемые по трем и более питающим ВЛ

Ответвительные и проходные ПС объединяют термином *промежуточные*, который определяет размещение ПС между двумя ЦП сети (или узловыми ПС).

Проходные или узловые ПС, через шины которых осуществляются перетоки между отдельными точками сети, называют *транзитными*.

В технической литературе и некоторых нормативных документах иногда используется термин *опорная ПС*, под которым, как правило, подразумевают ПС более высокой ступени напряжения (например, ПС 220/110 кВ при рассмотрении сети 110 кВ). Однако этот же термин используется для определения эксплуатационной роли ПС. Поэтому для ПС, питающих сеть рассматриваемого напряжения, целесообразно использовать термин *центр питания* (ЦП).

В табл. 9.1 приведены данные статистического анализа частоты применения приведенных выше схем присоединения ПС в сетях 110—330 кВ. Таблица 9.1 – Частота использования разных схем присоединения подстанций в сетях 110-330 кВ

Напряжение сети, кВ	Частота использования схем, %, по рис. 4.7					
	а	б	в	г	д	е, ж
110	7	14	10	28	27	14
220	7	10	4	8	45	26
330	10	4	-	-	44	42

Из приведенных данных видно, что большинство ПС присоединяется к сети по двум линиям. Имеется тенденция к увеличению числа линий за счет уменьшения доли ПС, присоединяемых на первом этапе по одной линии. Удельный вес узловых ПС увеличивается с ростом напряжения сети, одновременно снижается доля тупиковых и ответвительных ПС. Наиболее распространенным типом ПС 110—330 кВ является проходная.

Анализ схем построения электрических сетей 110—330 кВ показывает, что к узловым ПС целесообразно присоединять до четырех ВЛ; большее число линий является, как правило, следствием неуправляемого развития сети, неудачного выбора конфигурации или запаздывания сооружения в рассматриваемой точке сети ЦП ВЛ.

Схемы присоединения ПС к сети, допустимое количество промежуточных ПС между двумя ЦП выбираются в зависимости от величины нагрузки и ответственности потребителей ПС, протяженности рассматриваемого участка сети, целесообразности его секционирования и необходимости сохранения транзита мощности. Для некоторых групп потребителей (тяговые подстанции железной дороги, насосные и компрессорные станции магистральных трубопроводов, объекты нефтяных

месторождений Западной Сибири, крупнейшие города) эти вопросы регламентированы ведомственными и нормативными документами.

Для выполнения проектов понижающих ПС в схемах развития энергосистем и электрических сетей предварительно должны быть определены: район размещения ПС, электрические нагрузки на расчетные периоды, напряжения РУ, число и направление линий по напряжениям, тип и мощность КУ, расчетные значения токов КЗ, рекомендации по главной схеме электрических соединений.

Основные требования к главным схемам электрических соединений:

- схема должна обеспечивать надежное питание присоединенных потребителей в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с категориями нагрузки по надежности электроснабжения с учетом наличия или отсутствия независимых резервных источников питания;
- схема должна обеспечивать надежность транзита мощности через ПС в нормальном, ремонтном и послеаварийном режимах в соответствии с его значением для рассматриваемого участка сети;
- схема должна быть по возможности простой, наглядной, экономичной и обеспечивать возможность восстановления питания потребителей в послеаварийной ситуации средствами автоматики без вмешательства персонала;
- схема должна допускать поэтапное развитие РУ с переходом от одного этапа к другому без значительных работ по реконструкции и перерывов в питании потребителей;
- число одновременно срабатывающих выключателей в пределах одного РУ должно быть не более двух при повреждении линии и не более четырех при повреждении трансформатора.

Одним из важнейших принципов построения сети, обеспечивающих требования надежности и минимума приведенных затрат, является унификация конструктивных решений по ПС. Наибольший эффект может быть достигнут при унификации ПС массового применения, являющихся элементами распределительной сети энергосистем. Необходимым условием для этого является типизация главных схем электрических соединений, определяющих технические решения при проектировании и сооружении ПС.

Главная схема электрических соединений ПС выбирается с использованием типовых схем РУ 35—750 кВ, нашедших широкое применение при проектировании. Нетиповая главная схема применяется при наличии технико-экономических обоснований или специального требования заказчика. Обычно нетиповые схемы применяются при реконструкции действующих ПС.

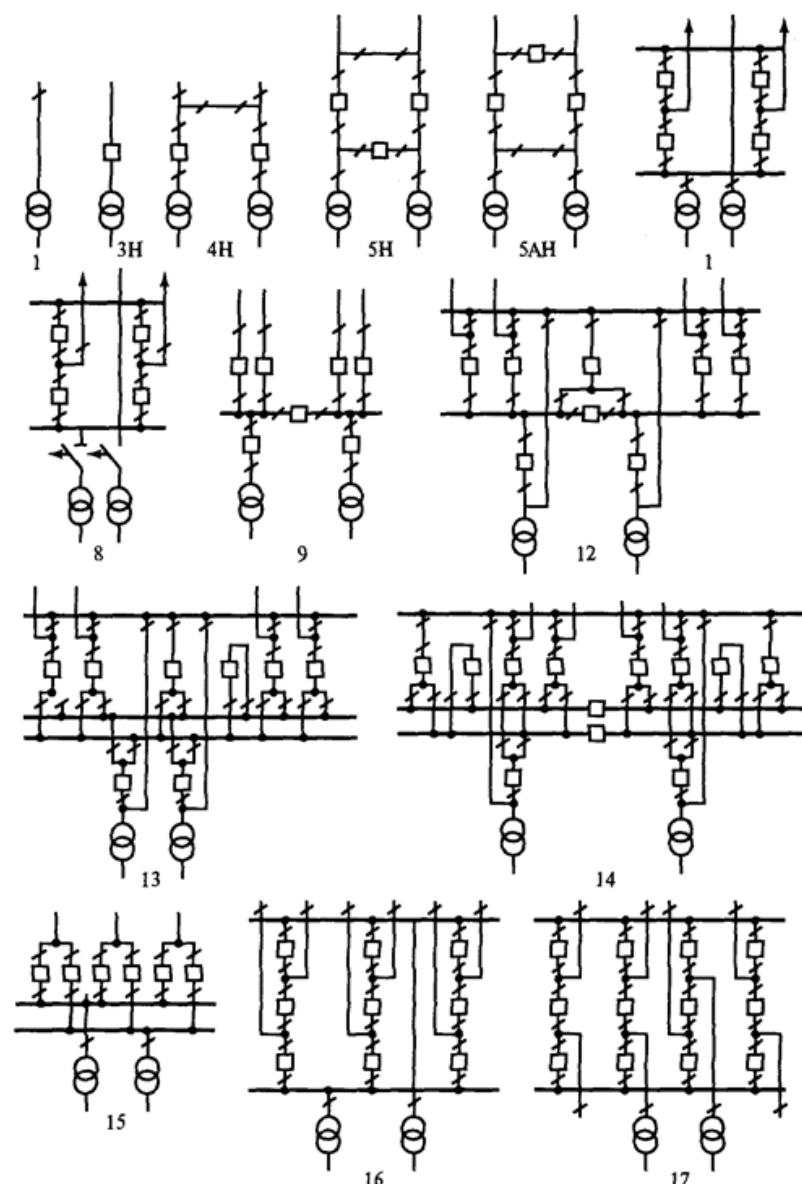


Рисунок 9.3 – Типовые схемы РУ 35-750 кВ. Цифры соответствуют номерам типовых схем

На рис. 9.3 приведены типовые схемы РУ 35-750 кВ, а в табл. 9.2 - перечень схем и области их применения. Типовые схемы РУ обозначаются двумя числами, указывающими напряжение сети и номер схемы (например, 110-5Н, 330-7 и т. п.). Номера схем не изменялись с первой редакции типовых схем; в дальнейшем некоторые схемы исключались из числа типовых.

В период строительства электрических сетей высокими темпами, на этапе «электрификации вширь» (1960-1985 гг.), на ПС 110 кВ (частично — 35 и 220 кВ) с упрощенными схемами на ВН в качестве коммутационных аппаратов получили широкое распространение отделители и короткозамыкатели. Простота конструкции и их относительная дешевизна по сравнению с выключателями позволила обеспечить массовое строительство ПС в короткие сроки. В то же время эти аппараты обладают определенными конструктивными дефектами и эксплуатационными недостатками. Принципиальным недостатком схем с отделителями и короткозамыкателями является то, что искусственно создаваемое КЗ для отключения поврежденного

участка сети в бестоковую паузу с помощью отделителя резко увеличивает общую продолжительность наиболее тяжелых условий работы выключателей на смежных ПС. Поэтому в настоящее время использование отделителей и короткозамыкателей на вновь сооружаемых ПС прекращено, а при реконструкции действующих ПС они должны заменяться выключателями.

К номерам типовых схем, в которых отделители и короткозамыкатели заменены на выключатели, добавлен индекс «Н» (3Н, 4Н, 5Н, 5АН).

Для РУ ВН, характеризующихся меньшим числом присоединений, как правило, применяются более простые схемы: без выключателей или с числом выключателей один и менее на каждое присоединение. Для РУ СН применяются схемы с системами шин и с числом выключателей более одного (до 1,5) на присоединение.

Таблица 9.2 – Типовые схемы РУ 35-750 кВ

Номер типовой схемы по рис 4.8	Наименование схемы	Область применения			Дополнительные условия
		Напряжение, кВ	Сторона подстанции	Кол-во присоединяемых линий	
1	Блок (линия–трансформатор) с разъединителем	35-330	ВН	1	1. Тупиковые ПС, питаемые линиями без ответвлений. 2. Охват трансформатора линейной защитой со стороны питающего конца или передача телеотключающего импульса
3Н	Блок (линия–трансформатор) с выключателем	35-220	ВН	1	Тупиковые и ответвительные ПС
4Н	Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	35-220	ВН	2	1. Тупиковые и ответвительные ПС 2. Недопустимость применения отделителей
5Н	Мостике выключателями в цепях линий и ремонтной перемычкой со стороны линий	35-220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов до 63 МВ-А включительно
5АН	Мостике выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны трансформаторов	35-220	ВН	2	1. Проходные ПС 2. Мощность трансформаторов до 63 МВ-А включительно
7	Четырехугольник	22Q-750	ВН	2	На напряжении 220 кВ – при мощности трансформаторов 125 МВ-Аи более
8	Расширенный четырехугольник	220	ВН	4	1. Отсутствие перспективы увеличения количества линий 2. Наличие двух ВЛ, не имеющих ОАПВ

9	Одна секционированная система шин	35	ВН, СН, НН	3 и более	
12	Одна секционированная система шин с обходной с отдельными секционным и обходным выключателем	110—220	ВН, СН	3 и более	Количество радиальных ВЛ не более одной на секцию
13	Две несекционированные системы	110-220	ВН, СН	3-13	При невыполнении условий для применения схемы 12
14	Две секционированные системы шин с обходной	110—220	СН	Более 13	1. При невыполнении условий для применения схемы 12 2. На 220 кВ при 3-4 трансформаторах по 125 МВ-Аи более при общем числе присоединений 12 и более 3. При необходимости деления сети для снижения токов КЗ
15	Трансформаторы — шины с присоединением линий через два выключателя	330-750	ВН, СН	330-500 кВ -4; 750 кВ -3	Отсутствие перспективы увеличения количества ВЛ
16	Трансформаторы — шины с полуторным присоединением линий	330-750	ВН, СН	5-6	
17	Полуторная схема	330-750	ВН, СН	6 и более	—

Примечание.

Количество присоединений равно количеству линий плюс два трансформатора (за исключением схем 1 и 3Н, предусматривающих установку одного трансформатора).

Блочные схемы 1, 3Н являются, как правило, первым этапом двухтрансформаторной ПС с конечной схемой «сдвоенный блок без перемычки».

Схема 1 применяется в условиях загрязненной атмосферы, где целесообразна установка минимума коммутационной аппаратуры, или для ПС 330 кВ, питаемых по двум коротким ВЛ. Сдвоенная схема 3Н применяется вместо схемы 4Н в условиях стесненной площадки.

Мостиковые схемы 5, 5Н и 5АН находят широкое применение в сетях 110—220 кВ. На первом этапе в зависимости от схемы сети возможна схема укрупненного блока (два трансформатора и одна ВЛ) либо установка одного трансформатора; в последнем случае количество выключателей определяется необходимостью.

Схема четырехугольников. Схема 7 применяется на напряжении 220 кВ при невозможности использования схем 5Н или 5АН, а на напряжении 330—750 кВ — для всех ПС, присоединенных к сети по двум ВЛ. На первом этапе при одном АТ устанавливается три выключателя.

Схема 8 может применяться для узловых ПС 220 кВ (при трех—четырех ВЛ). При этом присоединение АТ должно осуществляться к более коротким

ВЛ, не имеющим ОАПВ. Схема применима также при двух ВЛ и необходимости установки четырех АТ

Схемы с одной и двумя системами шин. Схема 35-9 используется, как правило, на стороне СН и НН ПС 110—330 кВ.

При рассмотрении области применения схем 12—14 следует руководствоваться «Общими техническими требованиями к подстанциям 330-750 кВ нового поколения» (ОАО «ФСК ЕЭС», 2004 г.), согласно которым для РУ 220 кВ, как правило, применяются одинарные секционированные системы шин, двойные и обходные системы шин применяются только при специальном обосновании, в частности, в недостаточно надежных и нерезервированных электрических сетях.

Схема 110-12 используется на стороне ВН узловых ПС в сети 110 кВ (как правило, 4 ВЛ), схемы 110-12 и 220-12 - на стороне СН ПС 220(330)/110/НН кВ и 500/110/НН кВ.

Ограничением для применения схемы 12 и замены ее схемой 13 является присоединение к каждой секции шин ПС более одной радиальной ВЛ. Однако, как следует из п. 4.2, сохранение радиальных ВЛ в течение длительного времени маловероятно. Тем не менее, вне зависимости от типовых рекомендаций, по требованиям эксплуатационных организаций на стороне СН ПС 220 (330, 500) кВ схема 13 находит более широкое применение, чем схема 12.

Схема 14 имеет значительно меньшую область применения, так как с учетом мощности используемых АТ и пропускной способности ВЛ 110—220 кВ количество присоединений на СН 110 и 220 кВ не должно превышать 15, что иллюстрируется приведенными ниже данными:

Напряжение ПС, кВ	Количество и мощность АТ, МВА	Максимальная расчетная нагрузка, МВА	Количество присоединений
220(330)/110/НН	2х200	280	10-12
500/220/НН	2х500	700	5-8

Схемы трансформаторов — шины и с полутора выключателями на присоединение 15—17 применяются для РУ ВН подстанций 330—750 кВ и РУ СН ПС 750/330 и 1150/500 кВ. Схемы 16-17 для напряжений 330-500 кВ применяются, как правило, на стороне СН. При четырех АТ (схемы 15, 16) или числе линий больше шести (схемы 16,17), а также по условиям устойчивости системы проверяется необходимость секционирования шин.

Схемы РУ 10 (6) кВ приведены на рис. 4.9. Схема с одной секционированной выключателем системой шин (рис. 4.9, 1) применяется при двух трансформаторах с нерасщепленными обмотками НН, схема с двумя секционированными системами шин (рис. 4.9, 2) — при двух трансформаторах с расщепленной обмоткой НН или сдвоенных реакторах, схема с тремя или четырьмя одиночными секционированными системами шин (рис. 4.9, 3) – при

двух трансформаторах с расщепленной обмоткой НН и сдвоенных реакторах.

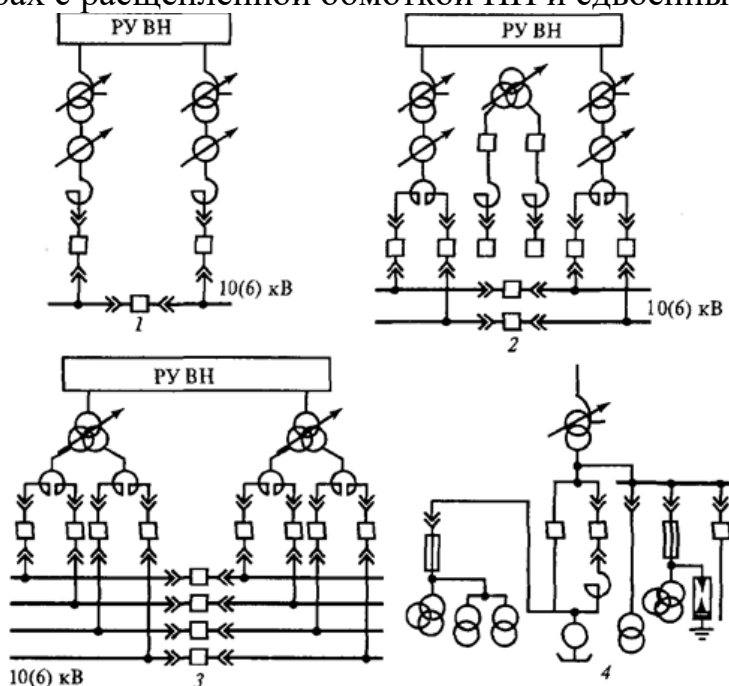


Рисунок 9.4 – Типовые схемы РУ 10 (6) кВ: 1 – одна секционированная система шин; 2 – две секционные системы шин; 3 – четыре секционные системы шин; 4 – присоединения синхронных компенсаторов

Для повышения надежности и удобства эксплуатации в последней редакции типовых схем принята последовательная установка двух секционных выключателей 10 кВ; второй выключатель допустимо не устанавливать, если требуемая надежность может быть достигнута другим способом (например, установкой более дорогого, но более надежного выключателя).

Синхронный компенсатор присоединяется непосредственно к обмотке НН АТ по блочной схеме (рис. 9.4,4) с пуском через реактор.

Батареи статических конденсаторов при их присоединении на НН подключаются обычно к секциям РУ НН.

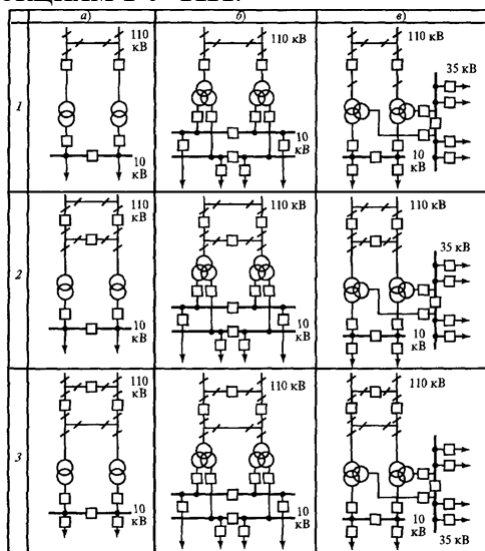


Рисунок 9.5 – Схемы типовых унифицированных подстанций 110 кВ

Для ПС с ВН 35—220 кВ освоено заводское изготовление блочных комплектных ТП (КТП) — КТПБ. На рис. 9.5 приведены схемы выпускаемых заводом КТПБ 110 кВ, выполненных по упрощенным схемам с выключателями на ВН, т. к. КТПБ с отделителями и короткозамкателями уже не выпускаются.

Схемы КТПБ 220 кВ с упрощенными схемами на стороне ВН приведены на рис. 9.6. Целесообразное количество ВЛ 110 кВ, отходящих от подстанций с ВН 220 кВ, приведено ниже:

Мощность АТ, МВА	2х63	1х125	2х200
Количество ВЛ 110 кВ	4	6-8	10-12

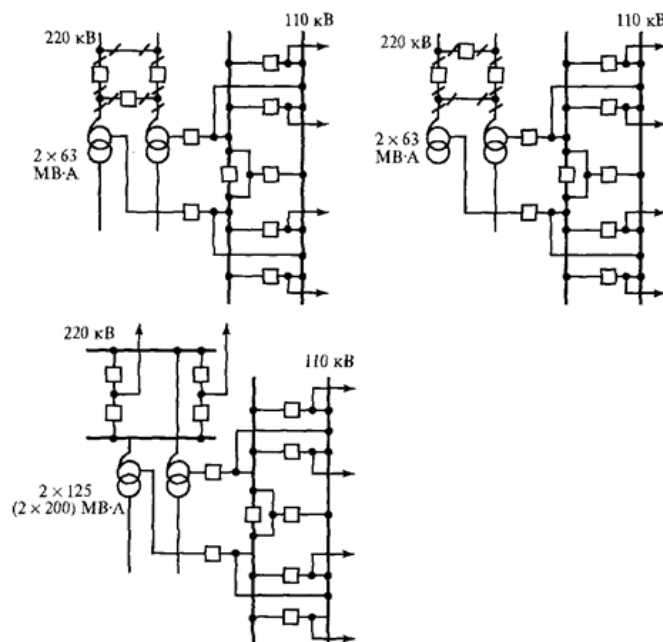


Рисунок 9.6 – Схемы типовых унифицированных подстанций 220 кВ

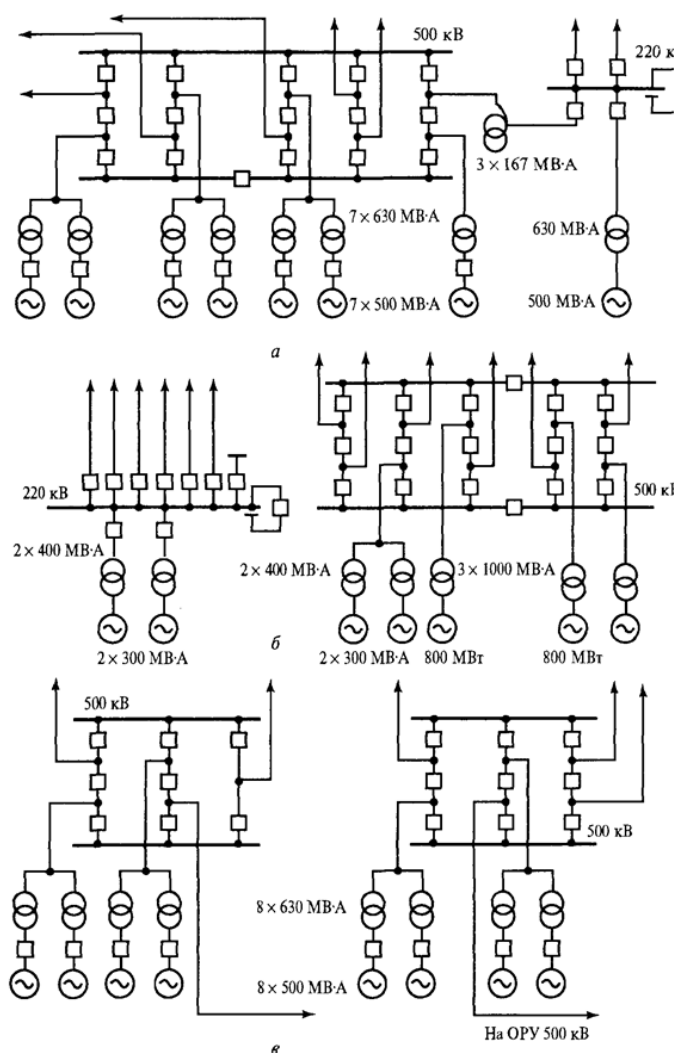


Рисунок 9.8 – Примеры выдачи мощности КЭС

Формирование графиков ремонта оборудования.

Основными документами по планированию ремонта энергетического оборудования являются:

- а) титульный список капитального ремонта основных фондов (форма 9);
- б) годовой план-график ремонта оборудования (форма 7);
- в) месячный план-график-отчет ремонта и технического обслуживания (форма 8).

Титульный список капитального ремонта основных фондов предприятия составляется отделом главного механика на основе проектов титульных списков капитального ремонта оборудования, поступивших от всех служб (цехов) предприятия.

Проект титульного списка капитального ремонта оборудования энергохозяйства предприятия составляется ОГЭ на основании заявок на капитальный ремонт, поступивших от энергетических цехов, и направляется в отдел главного механика не позднее 15 января года, предшествующего планируемому.

Годовой график ремонта является основным документом, по которому организуется работа энергоремонтной службы в течение года.

Годовой график ремонта формируется на основании ремонтных нормативов настоящего Справочника с учетом особенностей и режима работы оборудования конкретного предприятия.

Данные годового графика ремонта используются в планах основного производства предприятия для расчета годовой программы выпуска продукции (с учетом остановки на ремонт основного энергооборудования технологических цехов), а также для регулирования численности ремонтного персонала, формирования планов материально-технического обеспечения ремонта.

Годовые графики ремонта энергетического оборудования составляют заместители начальников энергетических цехов по производству и после согласования с соответствующими службами представляют в отдел главного энергетика к 10 ноября года, предшествующего планируемому.

Представленные годовые графики подписываются главным энергетиком, согласовываются с главным механиком, главным прибористом и производственным отделом и утверждаются главным инженером.

Согласование производится с целью уточнения сроков проведения ремонта тех видов оборудования, ремонт которых требует привлечения персонала различных подразделений предприятия.

Утвержденный экземпляр годового графика ремонта остается в отделе главного энергетика (для контроля и руководства ремонтом энергооборудования), копии направляются в отделы: производственный, главного механика, главного прибориста.

Подрядным организациям представляется выписка из графиков по оборудованию, в ремонте которого они принимают участие.

В годовые графики ремонта включается все основное оборудование предприятия, а также (в обязательном порядке) оборудование, подлежащее капремонту в планируемом году.

Месячные графики ремонта составляют заместители начальников энергетических цехов по производству на основе годовых графиков ремонта оборудования, согласовывают их со службами производства и представляют на утверждение главному энергетику за десять дней до конца месяца, предшествующего планируемому.

В месячный график в обязательном порядке вносится оборудование, подведомственные органам Госгортехнадзора и Департамента энергонадзора.

Календарные сроки ремонта вспомогательного оборудования по месячному план-графику, как правило, приурочиваются к срокам ремонта основного оборудования, которое оно обеспечивает.

Утвержденные месячные графики ремонта не позднее недели до начала планируемого месяца направляются в энергетические подразделения по принадлежности и являются для них планом-заданием на предстоящий месяц. Они же являются и отчетным документом о производственной деятельности ремонтно-эксплуатационного и ремонтного персонала.

Ремонтно-профилактические работы на оборудовании, не включенном в месячный график, могут выполняться методом ремонта по техническому

состоянию, сущность которого заключается в том, что ремонт производится на основании сведений о состоянии оборудования, полученных при проведении технического обслуживания (технического осмотра).

Ответственность за выполнение годового и месячного графиков ремонта оборудования возлагается на начальников соответствующих цехов.

Планирование текущего ремонта в цехах предприятия предусматривает также составление ведомостей дефектов (форма 3), которые являются основанием для определения необходимого количества и номенклатуры запасных частей и расходных материалов и объема ремонтных работ. Ведомость дефектов составляется, как правило, на ремонт основного оборудования.

Планирование капитального ремонта оборудования в цехах включает разработку следующих документов:

- а) заявка на капитальный ремонт, которая подается в третьем квартале года, предшествующего планируемому;
- б) ведомость дефектов; при проведении модернизации в ведомость дефектов включаются проводимые при этом работы;
- в) заявка на запасные части и материалы;
- г) сетевые (линейные) графики на проведение ремонта сложного оборудования.

Специфической разновидностью капитального ремонта является остановочный ремонт.

Остановочный ремонт - это плановый капитальный ремонт технологического и энергетического оборудования, инженерных сооружений, сетей и коммуникаций, осуществление которого возможно только при полной остановке и прекращении выпуска продукции (выработки энергии) предприятием, производством, цехом и (или) особо важным объектом.

К особо важным объектам, выполнение ремонтных работ на которых должно осуществляться в остановочный ремонт, относятся:

- технологическое оборудование и энергообъекты, не имеющие резерва (дублера), в том числе комплексы оборудования, агрегаты (в том числе котлоагрегаты) и технологические линии повышенной единичной мощности;
- общезаводские и общецеховые сооружения;
- общезаводские и общецеховые технологические и энергетические коммуникации (газопроводы, паропроводы, силовые кабели и др.);
- магистральные канализационные сети.

В процессе остановочного ремонта должны производиться в первую очередь те работы, которые невозможно выполнять без полной остановки комплекса.

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, а также работы по модернизации оборудования, реконструкции зданий, инженерных сооружений и коммуникаций.

При проведении остановочного ремонта должны быть выполнены работы по техническому освидетельствованию и испытанию оборудования органами Департамента энергонадзора и Госгортехнадзора в соответствии с требованиями действующих правил и инструкций.

Плановые сроки остановочного ремонта и продолжительность простоя устанавливаются «Графиком остановочного ремонта предприятий, производств, цехов и особо важных объектов» (форма 11), разрабатываемым предприятиями на основе ремонтных нормативов настоящего Справочника.

График остановочного ремонта составляется отделом главного энергетика предприятия на основании титульного списка не позднее 1 апреля года, предшествующего планируемому. График согласовывается с подрядными организациями и представляется на утверждение руководству предприятия не позднее 15 августа года, предшествующего планируемому.

Утвержденные сводные годовые графики остановочного ремонта не позднее 1 декабря года, предшествующего планируемому, передаются специализированным ремонтным организациям (подрядчикам).

На основании утвержденного сводного графика ОГЭ предприятия составляется календарный план остановочного ремонта (форма 12) - годовой и квартальный, который согласовывается с подрядной организацией и утверждается директором предприятия.

При составлении графика необходимо предусматривать равномерное распределение остановочных ремонтов в течение года и их увязку с производственными планами предприятия-заказчика и подрядных организаций, участвующих в выполнении остановочного ремонта.

Проект организации ремонта является обобщающим документом, в состав которого входят:

- календарный план с перечнем всех объектов ремонта, видов работ и их объемов, с выделением работ подготовительного периода;
- сетевой график на ремонт объектов повышенной сложности;
- ведомость (график) поставки материалов и оборудования, заготовок, металлоконструкций на весь комплекс работ;
- перечень грузоподъемных механизмов и требуемых средств механизации;
- план подключения электросварочного оборудования, подачи сжатого воздуха, воды и др.;
- перечень (план) мест, отводимых под размещение материалов, изделий, подлежащих монтажу и демонтированных в ходе ремонта;
- пояснительная записка, в которой указываются специфические или дополнительные требования к организации остановочного ремонта.

Проект производства работ является организационно-техническим документом по подготовке и проведению работ на отдельных объектах остановочного ремонта. В его состав входят технологические карты на ремонт оборудования, мероприятия по охране труда и технике безопасности, линейный и сетевой графики на объект ремонта, график выдачи заказчиком

необходимых для производства работ материалов, запасных частей, изделий, оборудования, чертежей и др.

Проект организации ремонта, ведомости дефектов, сметы на ремонт, чертежи, схемы разрабатывает заказчик и передает подрядчику не позднее, чем за два месяца до начала ремонта. При необходимости к составлению ведомостей дефектов и смет могут привлекаться подрядные организации - исполнители работ.

Проект производства работ разрабатывается подрядной организацией и согласовывается с предприятием-заказчиком.

Ответственность за своевременную остановку объекта и качество подготовки возлагается на заказчика.

Ответственность за качество и сроки выполнения ремонтных работ возлагается на исполнителя ремонта.

Ответственность за работоспособность объекта, принятого из остановочного ремонта, возлагается на руководителя предприятия.

Задание

Для сети, принципиальная схема которой представлена на рисунке 9.9, разработать однолинейную схему на которой указать:

- периодичность осмотров ВЛ;
- охранные зоны ВЛ;
- указать вопросы решаемые при осмотрах ВЛ;
- периодичность капитальных ремонтов ВЛ;
- перечислить эксплуатационно-техническую документацию необходимую для планирования ремонтов ВЛ;
- указать периодичность тепловизионного контроля и выбрать тип тепловизора для контроля за состоянием элементов ВЛ;
- указать на каждой линии методы отыскания повреждений ВЛ.;
- указать периодичность капитальных ремонтов ВЛ;
- указать дефекты при которых требуется замена провода.

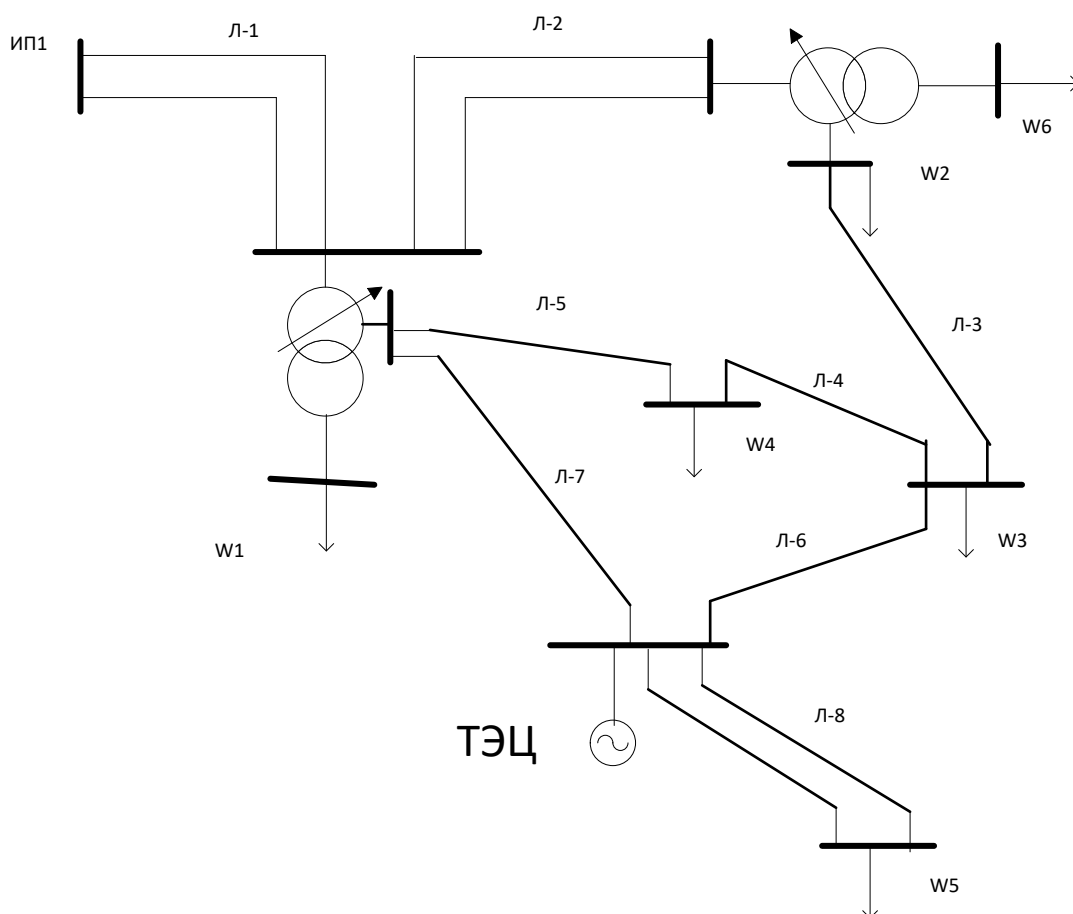


Рисунок 9.9 – Схема исследуемой сети

Параметры линий приведены в таблице 9.1.

Таблица 9.1 – Параметры линий

Линия	Л-1	Л-2	Л-3	Л-4	Л-5	Л-6	Л-7	Л-8
Длина, км	40+NB	100+NB	40+NB	20+NB	25+NB	30+NB	30+NB	20+NB
Марка провода	АС400/52	АС300/39	АС120/19	АС150/24	АС240/32	АС120/19	АС95/16	АС70/11

В качестве источника питания рассматриваются шины 220 кВ мощной ПС ЭЭС, на которых поддерживается напряжение, представленное в таблице 1.3 и ТЭЦ в таблице 9.2.

Таблица 9.2 – Данные по узлам сети

Параметр	1	2	3	4	5	6	ТЭЦ
Тип трансформатора	2*АТДЦТН 200000/220/ 110	2*АТДЦТ Н 125000/22 0/110	2*ТРДЦН 63000/110	2*ТРДЦ Н 63000/1 10	2*ТРДН 40000/1 10	-	-

Все опоры ЛЭП железобетонные.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Что необходимо предусматривать при составлении графика?
2. Каким отделом составляется график остановочного ремонта?

3. Планирование капитального ремонта оборудования в цехах включает разработку каких документов?

4. Перечислите основные требования к главным схемам электрических соединений.

Повышенный уровень

1. Что учитывается при проектировании развития ситемообразующей сети?

2. Назовите основные требования к схемам сети?

3. Разработка каких документов необходима при планировании капитального ремонта оборудования?

Рекомендуемая литература: [1-3].

Практическое занятие 10

Методы диагностирования электрооборудования

Целью занятия является изучение методов диагностики электрооборудования

В результате практического занятия студенты знают какими способами проводится диагностика электрооборудования.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-14,15.

Теоретическая часть

Особенности, методические и информационные основы методов диагностирования электрооборудования достаточно разнообразны и подробно описаны в специальной литературе. Поэтому ниже дается лишь общий обзор наиболее распространенных методов контроля, разрабатываемых в России. Некоторые применяемые и наиболее перспективные разрабатываемые направления диагностирования электрооборудования приведены в табл. 10.1.

Метод инфракрасной термографии. Изменение температуры узлов и элементов электрооборудования в процессе эксплуатации является важным информативным признаком их технического состояния. Дистанционный контроль температуры нагрева токоведущих частей, контактных соединений, корпусов электрооборудования, подвесной и опорно-стержневой изоляции реализуется средствами тепловизионного контроля. Этот метод диагностики основан на регистрации инфракрасного излучения.

Разрешающая способность тепловизионного контроля 0,2 °С. В электроэнергетике России наиболее широко распространены отечественные тепловизоры ТВ-03 и тепловизоры шведской фирмы AGEMA, например AGEMA-782.

Оценка технического состояния контактных соединений производится сравнением температуры однотипных контактов, находящихся в одинаковых условиях по нагрузке и охлаждению, а также температуры контактного соединения и сплошных участков токопроводов. Оценка технического состояния изоляторов основана на анализе разницы температур дефектного и

непробитого изолятора. Эта разница определяется напряжением на изоляторе и величиной диэлектрических потерь фарфора изолятора.

Температура пробитого изолятора равна температуре окружающей среды, так как напряжение на нем нуль. Температура непробитого изолятора определяется по средним параметрам емкости, размеров и напряжения и превышает температуру окружающей среды на 0,4–0,5 °С.

Таблица 10.1 – Направления диагностирования электрооборудования

Электрооборудование	Направление диагностирования
Турбогенераторы	Диагностика теплового состояния обмотки ротора Диагностика неисправностей обмотки статора Диагностика системы охлаждения стержней обмотки статора Контроль вибрации и диагностика механического состояния Диагностика щеточно-контактного аппарата Контроль электромагнитного излучения Диагностика уплотнений и подшипников Диагностика системы возбуждения
Силовые трансформаторы	Хроматографический анализ газов, растворенных в масле Температурный контроль Контроль износа контактов РПН Тепловизионный контроль трансформаторов Регистрация частичных разрядов в изоляции
Выключатели высокого напряжения	Контроль коммутационного и механического ресурса Оценка состояния контактной системы Контроль характеристик привода Контроль состояния фарфоровых изоляторов Контроль утечек дугогасительной среды (воздух, элегаз)
Высоковольтные электродвигатели	Диагностика обрыва стержней короткозамкнутого ротора Контроль витковых замыканий Вибрационный контроль обмоток статора Контроль подшипникового узла Контроль и защита от неуспешных пусков Контроль эксцентриситета воздушного зазора между ротором и статором Контроль неполнофазных режимов Контроль направления вращения Непрерывный селективный контроль активного сопротивления изоляции Температурный контроль Оценка расхода ресурса на основе контроля пусковых и длительных режимов работы
КРУ и токопроводы	Контроль дуговой защиты Тепловизионный контроль состояния электрических контактов и изоляторов
Воздушные и кабельные линии	Дистанционная тепловизионная диагностика контактов и подвесной изоляции

	Контроль частичных разрядов Диагностика опор ЛЭП Контроль состояния изоляции кабелей
--	--

Тепловизионный метод контроля получил наибольшее применение в открытых и закрытых распределительных устройствах напряжением 35 кВ и выше, а также на ЛЭП.

Метод хроматографического контроля маслonaполненного оборудования. Это наиболее проработанный и распространенный в электроэнергетике метод диагностики. Он применим для раннего обнаружения развивающихся дефектов внутри маслonaполненных силовых трансформаторов, автотрансформаторов, шунтирующих реакторов, крупных электрических машин с водомасляной системой охлаждения, измерительных трансформаторов, высоковольтных вводов и высоковольтных кабелей. Хроматография есть разделение смесей. Идея метода основана на предположении, что повреждение в маслonaполненном оборудовании сопровождается выделением различных газов, отсутствующих в масле при нормальной работе. Эти газы растворены в масле. Выделив их из масла и проведя хроматографический анализ, можно обнаружить дефекты на ранней стадии возникновения. В настоящее время изучен состав газов, содержащихся в масле недефектного нормально работающего оборудования, выявлены газы, характерные для различных повреждений, и граничные их концентрации. При этом определяют концентрации водорода H_2 , метана CH_4 , этилена C_2H_4 , этана C_2H_6 , ацетиленa C_2H_2 , оксида и диоксида углерода CO , CO_2 и других газов.

Отбор масла из работающего трансформатора производится специальными маслоотборниками поршневого типа. При этом исключается соприкосновение масла с окружающей воздушной средой и предотвращаются потери растворенных в масле газов в процессе отбора. Масло помещается в замкнутый объем, и газ над поверхностью масла подвергается анализу. Для анализа состава, динамики изменения и концентрации газов в пробах масла применяют хроматографы. Кроме того, известны встроенные средства анализа газов, растворенных в масле, и выделившихся газов, а также устройства непрерывного контроля, основанные на определении CO_2 и H_2 , растворенных в масле.

Характер и примерное место повреждения определяют по количественному составу газов. Необходимость выявления дефекта на ранних стадиях его развития требует обработки данных хроматографического анализа. Оценка состояния маслonaполненного оборудования осуществляется, как правило, на базе четырех критериев: предельных концентраций, скорости нарастания концентрации газов, отношений концентраций газов, критерия равновесия.

Первый критерий позволяет судить по значению превышения предельных концентраций о характере внутренних дефектов. Так, сильные повреждения изоляции характеризуются высокой концентрацией водорода и

ацетилена и обычно сопровождаются наличием углекислого газа. Относительно большая концентрация насыщенных и ненасыщенных углеводородов CH_4 , C_2H_4 , C_2H_6 , (кроме C_2H_2) в сочетании с небольшим процентом H_2 указывает на тепловое разложение масла вследствие перегрева металлических частей. Если присутствует заметное количество CO и CO_2 , то это означает, что происходит разложение целлюлозы. Резкое увеличение CO_2 и H_2 свидетельствует о сильном локальном перегреве, сопровождающемся обугливанием масла. Если содержание CO_2 в 10–20 раз больше чем CO при отсутствии других газообразных продуктов разложения, то причиной является термическое разложение целлюлозы. При высоких температурах обнаруживается небольшое количество H_2 , а содержание кислорода заметно снижено. Наличие водорода и небольшого содержания этилена и CO_2 показательны для частичных разрядов. В случае слабого искрения обнаруживается небольшое количество C_2H_2 . Присутствие C_2H_2 говорит о развивающемся дефекте внутри трансформатора, который необходимо вывести из эксплуатации и осмотреть.

При втором критерии контролируется скорость нарастания концентраций газов. Если прирост содержания газов составляет более 10 % в месяц, трансформатор ставится на учащенный контроль. Достоверность оценки состояния с помощью этого критерия значительно выше по углеводородным газам и CO , чем по водороду и оксиду углерода, потери которых в пробе масла иногда соизмеримы с численными значениями этого критерия.

Третий критерий дает возможность использовать три отношения пар газов: $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4$, CH_4/H_2 , $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$. Например условия $\text{C}_2\text{H}_2/\text{C}_2\text{H}_4 < 0,1$ и $\text{CH}_4/\text{H}_2 > 1$ указывают на дефект термического характера, а отношение $\text{C}_2\text{H}_4/\text{C}_2\text{H}_6$ характеризует температуру перегрева. Наиболее частыми причинами упомянутых отношений являются возникновение дефектов в изоляции трансформаторного железа, нагрев и выгорание контактов РПН, нарушение изоляции стяжных шпилек и ярмовых балок с образованием короткозамкнутого контура, нагрев контактов соединений отводов низкого напряжения.

Четвертый критерий основан на сопоставлении результатов анализа масла из газового реле и из пробы. Используется в случаях срабатывания газовой защиты. На базе этого критерия делается заключение о возможности включения трансформатора в работу и определяется дефект электрического характера, когда повторное включение трансформатора могло бы привести к увеличению очага повреждения.

Перспективным направлением применения указанных критериев является разработка алгоритмов для реализации автоматизированных систем оценки состояния маслонаполненного оборудования. Следует отметить

универсальность метода и растущую с увеличением напряжения эффективность его использования.

Метод контроля диэлектрических характеристик изоляции. Основан на измерении диэлектрических характеристик, к которым относятся токи утечки, величины емкости, тангенс угла диэлектрических потерь ($\tan \delta$) и др. В основе контроля тока утечки лежит измерение тока, проходящего через твердую изоляцию при наличии напряжения. Известны два метода контроля. В первом, прямом методе измеряется модуль комплексной проводимости изоляции или ее емкость. Метод требует регистрации долей процента в изменении контролируемого параметра, применения различных схем повышения чувствительности и помехоустойчивости, что является его недостатком. Во втором методе сравниваются емкость и $\tan \delta$ однотипного электрооборудования с помощью схемы Шеринга. Метод требует наличия специальных измерительных выводов изолированной от земли конструкции. Он может использоваться для контроля за высоковольтными измерительными трансформаторами и конденсаторами связи.

Метод контроля разрядов. Все большее распространение в качестве показателя состояния изоляции электрооборудования получает использование разрядов. Известные методы измерения характеристик разрядов можно разделить на измерение частичных, пазовых и поверхностных разрядов и на электрические и неэлектрические методы. Методы применяются на напряжениях 110 кВ и выше в трансформаторах и электрических машинах.

Исследуются зависимости уровня интенсивности частичных разрядов в изоляции электрических машин от тепловых и механических воздействий. Анализируются данные для выявления связей между характеристиками частичных разрядов и сроками службы изоляции. Измерение частичных разрядов позволяет контролировать состояние изоляции во время испытаний и выявлять ее предаварийное состояние. Наличие частичных разрядов определяется по появляющимся импульсам напряжения и по изменениям электромагнитного поля во внешней цепи с помощью электромагнитного датчика. Известны устройства, контролирующие амплитуду и частоту следования импульсов в определенных диапазонах частот.

Основные трудности применения метода частичных разрядов связаны с наличием помех, обусловленных коммутациями и переходными процессами в первичных цепях установки, наличием коронных разрядов, радиопомех и т.д. Проблема измерения сигнала и его отделения от помех не всегда разрешима. Эффективность использования контроля частичных разрядов увеличивается с ростом рабочего напряжения, так как, с одной стороны, растут напряженность электрического поля и вероятность возникновения дефектов, с другой – появляется возможность отказаться от испытаний повышенным напряжением.

Выявлять пазовые разряды, искрения и образования дуг целесообразно и в обмотках крупных электрических машин под нагрузкой. Причины возникновения разрядов: ослабление пазовых клиньев, истирание и усадка подклиновых прокладок между стержнями обмоток статора, обрыв элементарных проводников, вибрация пластин гибких выводов и др. Выявить

искровой, тлеющий и дуговой разряды можно с помощью, например, индуктивных датчиков. Выявить разряды можно также с помощью проводящих электродов, наложенных на изоляцию, емкостных датчиков, подключаемых к нейтрали и линейному выводу, или антенны, устанавливаемой на роторе машины, высокочастотного трансформатора, расположенного в цепи заземления нейтрали, и измерителя радиопомех.

Дефекты стержневых изоляторов, такие как трещины и локальные проводящие загрязнения, являются источниками поверхностных разрядов. Образование поверхностных разрядов сопровождается излучением в звуковом, оптическом и радио диапазонах. Известен метод оптического контроля излучения поверхностных разрядов с помощью электронно-оптического дефектоскопа. Он основан на регистрации пространственно-временного распределения яркости свечения и определении по ее характеру дефектных изоляторов. Для этих же целей с разной эффективностью применяют радиотехнический и ультразвуковой методы, а также метод контроля ультрафиолетового излучения с помощью электронно-оптического дефектоскопа "Филин". Данный принцип можно применить и для выявления таких дефектов, как обрыв стержней ротора асинхронного электродвигателя, образование дуги в КРУ и т.п.

Описанные методы не дают однозначной связи уровня и характера контролируемых параметров с характером и местом повреждения. Они универсальны по принципу и требуют индивидуального подхода к каждому объекту и специальных экспериментальных исследований.

Метод вибродиагностики. Для контроля за техническим состоянием механических узлов большое значение имеет связь параметров объекта с таким интегральным признаком, как спектр частот вибрации. Всякое параметрическое возбуждение смещает спектр. Это и используется в качестве признака. Оценка состояния по смещению низкочастотных составляющих спектра менее эффективна.

Электрофизический метод контроля. Перспективным направлением диагностики электрооборудования является применение электрофизических методов контроля. Достоинство таких методов – быстрое получение первичной информации, удобство ее передачи и представление в виде сигнала отклика. Легко встраиваются датчики в объект, сравнительно проста аппаратная реализация, хорошие возможности настройки на различные электрофизические эффекты, высока эффективность выявления дефектов. Легко поддаются автоматизации и реализации на ЭВМ.

Методическую основу использования электрофизических методов составляет принцип наблюдаемости, а носителями информации являются электрофизические эффекты, возникающие при активизации физических процессов. По способам проявления, вывода и обработки информации эффекты такого типа можно разделить на интегральные эффекты и связанные с ними переходные процессы, эффекты нелинейности, флуктуационные эффекты и шумы.

Использование электрофизических эффектов производится на основе определения способа проявления дефекта или дефектообразующего фактора в виде конкретного физического процесса и возможности наблюдения за этим процессом внешними средствами. Эта возможность обуславливается силой проявления эффекта и разрешающей способностью применяемых измерительных средств.

Общие сведения о тепловизионном контроле объектов.

В последние годы в электроэнергетике намечается тенденция к последовательному переходу от системы планово-предупредительных ремонтов к ремонтам по действительному техническому состоянию оборудования. Такой переход предопределяет внедрение и развитие различных методов диагностики состояния электрооборудования. Одним из таких методов является тепловизионный контроль электрооборудования.

Прежде чем перейти к тепловизионному контролю оборудования рассмотрим основные принципы измерения температуры объектов на расстоянии.

Как измеритель температуры общеизвестен термометр, измеряющий температуру объекта при прямом контакте с ним. Если необходимо измерить температуру объекта, непосредственный контакт с которым опасен или невозможен (гирлянда изоляторов ВЛ), контактный термометр не годится. Для такого измерения необходим *пирометр*.

Пирометр определяет температуру объекта по силе инфракрасного излучения, которое выделяет каждый объект. Инфракрасное излучение через объектив попадает на чувствительный элемент пирометра, который выдает напряжение, пропорциональное температуре источника излучения. Электронные преобразователи пирометра формируют на дисплее цифровую запись значения температуры. Пирометр измеряет температуру только в определенной точке объекта.

Для получения картины распределения температуры по всему объекту (трансформатору) требуется *тепловизор*, в котором чувствительный элемент быстро и автоматически перемещается по вертикали и горизонтали. В оперативной памяти тепловизора создается таблица из строк и столбцов (рис. 10.1), в каждой ячейке, которой находится информация о температуре одной точки объекта. Размер таблицы на рис. 1, показан упрощенно. В реальных тепловизорах количество ячеек намного больше. Например, в тепловизоре ThermaCAM E2 формируется таблица размером 160x120 ячеек.

После записи в памяти тепловизора информации о температурах точек объекта происходит создание изображения, в котором каждой точке с определенной температурой присваивается свой цвет: чем выше температура, тем ярче цвет.

Изображение передается на жидкокристаллический дисплей. Это изображение, напоминающее естественное изображение объекта, является искусственным, поскольку создано по температурам точек реального объекта.

Наличие связи тепловизора с персональным компьютером позволяет хранить полученную информацию в формате JPEG.

В рассмотренном на рис. 10.1 случае диапазон температур объекта составляет 10°C ($20\ldots30^{\circ}\text{C}$). Пусть в цветовой палитре имеется 10 цветов: первый цвет (нижний) – черный, второй цвет (следующий снизу) – более светлый, ..., десятый цвет (верхний) – белый. Все точки объекта с температурой от 20 до 21°C закрашиваются черным цветом, точки с температурой от 21 до 22°C – вторым цветом, ..., точки с температурой от 29 до 30°C закрашиваются десятым белым цветом. Такая раскраска выполняется специальной программой, заложенной в тепловизор.

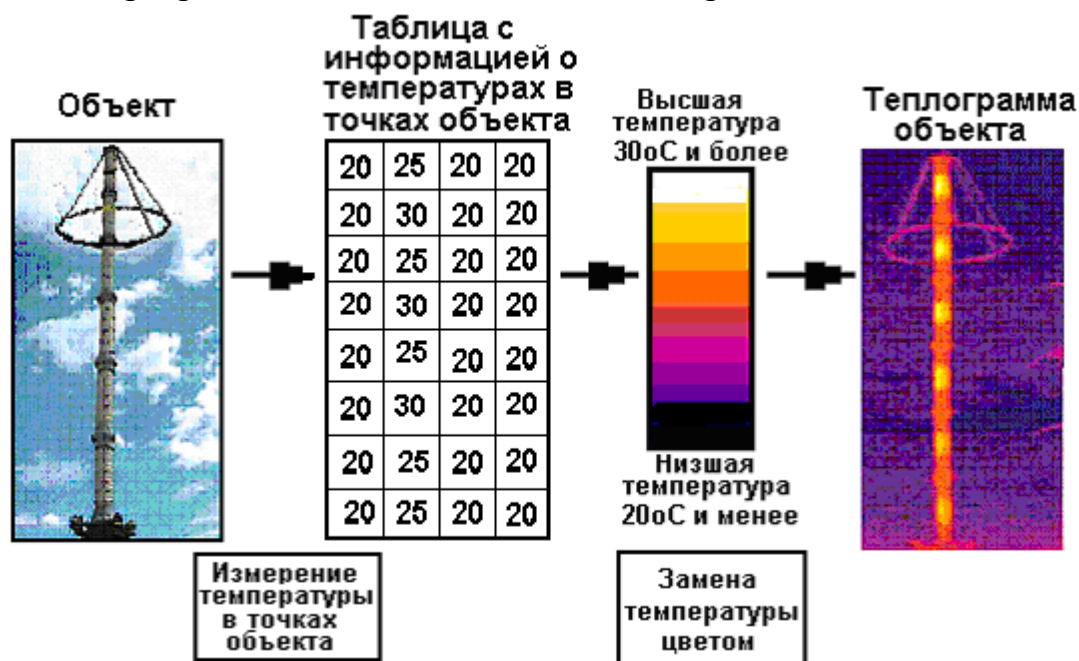


Рисунок 10.1 – Этапы получения теплограммы объекта

Если разность температур различных точек объекта составляет 10°C , а в цветовой палитре 10 цветов, разрешающая способность тепловизора составляет 1°C (каждому градусу соответствует свой цвет). Тепловизоры выполняются с различной разрешающей способностью и различным температурным диапазоном.

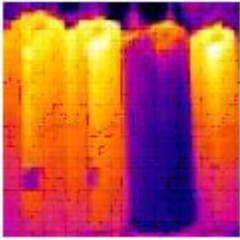
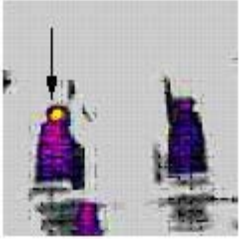
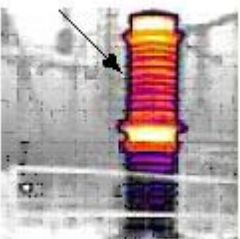
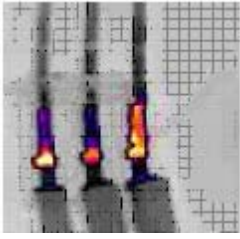
При тепловизионном контроле электрооборудования следует применять тепловизоры с разрешающей способностью $0,1\ldots0,2^{\circ}\text{C}$. Это означает, что две точки объекта с разностью температуры $0,1\ldots0,2^{\circ}\text{C}$ будут отличаться цветом. Верхний предел температурного диапазона тепловизора должен быть не менее 200°C , нижний — около 0°C .

Искусственное изображение, несущее цветовую информацию о температурах различных точек объекта, называется *теплограммой* объекта, а исследование объектов с помощью тепловизора — *тепловизионным контролем*.

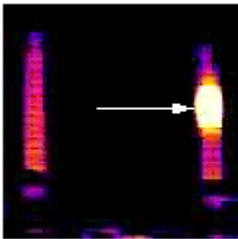
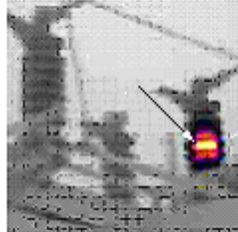
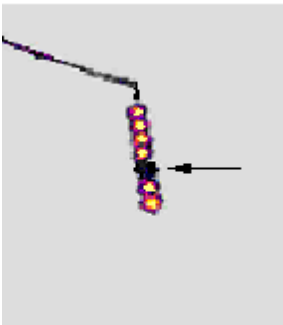
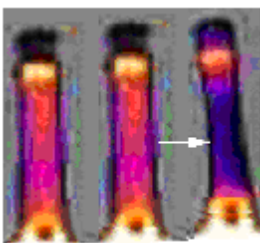
Характерные теплограммы оборудования с дефектами.

Некоторые характерные теплограммы электрооборудования с дефектами различного характера приведены в таблице 10.1.

Таблица 10.1 – Примеры теплогрaмм

Оборудование	Теплогрaммa	Что наблюдается	Причина
Трансформатор		Отсутствие нагрева одного из радиаторов системы охлаждения	Забита шламом труба радиатора или закрыт вентиль
Трансформатор тока		Перегрев контактного соединения	Ослабление контактного соединения, увеличение переходного сопротивления
Трансформатор напряжения		Повышенный нагрев фарфоровой покрышки	Витковое замыкание
Масляный выключатель		Перегрев контактного соединения	Ослабление контактного соединения, увеличение переходного сопротивления
Масляный выключатель		Перегрев контактных соединений	Ослабление контактных соединений, увеличение их переходного сопротивления
Разъединитель		Перегрев контакта между ножами	Ослабление контактного давления и увеличение переходного сопротивления

Продолжение таблицы 10.1

Разъединитель		Нагрев части поверхности опорного изолятора	Трещина на корпусе опорного изолятора
Разъединитель		Нагрев части поверхности опорного изолятора	Трещина на корпусе опорного изолятора
Разрядник вентильный		Отсутствует нагрев фарфоровой покрышки верхнего элемента	Верхний элемент разгерметизирован и залит водой
Вводы трансформатора		Перегрев фарфоровой покрышки среднего ввода	tgδ масла во вводе более 10%
Гирлянда изоляторов		Отсутствие нагрева у третьего изолятора со стороны провода	Пробит изолятор
Вводы трансформатора		Отсутствие нагрева средней части у правого ввода	Нарушение циркуляции масла из-за разбухания бумажной изоляции остова или шламообразования

Тепловизионный контроль оборудования.

Тепловизионный контроль оборудования РУ на напряжение до 35 кВ должен проводиться не реже 1 раза в 3 года, для оборудования напряжением 110...220 кВ – не реже 1 раз в 2 года. Оборудование всех напряжений,

работающее в зонах с высокой степенью загрязнения атмосферы должно проверяться ежегодно.

Тепловизионный контроль всех видов соединений проводов ВЛ должен проводиться не реже 1 раза в 6 лет. ВЛ, работающие с предельными токовыми нагрузками, большими ветровыми и гололедными нагрузками, в зонах с высокой степенью загрязнения атмосферы, а также ВЛ, питающие ответственных потребителей, должны проверяться ежегодно.

Оценка теплового состояния электрооборудования и токоведущих частей в зависимости от условий их работы и конструкции может осуществляться:

- по допустимым температурам нагрева;
- превышениям температуры;
- избыточной температуре.
- коэффициенту дефектности;
- динамике изменения температуры во времени;
- путем сравнения измеренных значений температуры объекта с другим, заведомо исправным оборудованием.

Превышение температуры - разность между измеренной температурой нагрева и температурой окружающего воздуха.

Наибольшие допустимые температуры нагрева $\Theta_{\text{доп}}$ и превышения температуры $\Delta\Theta_{\text{доп}}$ для некоторого оборудования, его токоведущих частей, контактов и контактных соединений приведены в табл. 10.2.

Избыточная температура - превышение измеренной температуры контролируемого узла над температурой аналогичных узлов других фаз, находящихся в одинаковых условиях.

Коэффициент дефектности – отношение измеренного превышения температуры контактного соединения к превышению температуры, измеренному на целом участке шины (провода), отстоящем от контактного соединения на расстоянии не менее 1 м.

Рассмотрим основные принципы тепловизионного контроля оборудования систем электроснабжения.

Состояние контактов и контактных соединений оборудования оценивается по избыточной температуре при рабочих токах нагрузки $I_{\text{раб}} = 0,3 \dots 0,6 I_{\text{ном}}$. В качестве норматива используется значение температуры, приведенное к $0,5 I_{\text{ном}}$

$$\Delta\Theta_{0,5} = \Delta\Theta_{\text{раб}} \cdot \left(\frac{0,5 \cdot I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2, \quad (10.1)$$

где $\Delta\Theta_{0,5}$ - избыточная температура при токе нагрузки $0,5 I_{\text{ном}}$;

$\Delta\Theta_{\text{раб}}$ - избыточная температура при рабочем токе нагрузки $I_{\text{раб}}$.

Таблица 10.2 – Наибольшие допустимые температуры нагрева $\Theta_{\text{доп}}$ и превышения температуры $\Delta\Theta_{\text{доп}}$ для некоторого оборудования, его токоведущих частей, контактов и контактных соединений

Контролируемые узлы	$\Theta_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$	$\Delta\Theta_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$
Токоведущие неизолированные металлические части	120	80
Контакты из меди и её сплавов	75	35
Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов	75	50
Болтовые контактные соединения	90	50
Предохранители на напряжения 3 кВ и выше	75	35
Встроенные ТТ		
Обмотки	-	10
Магнитопровод	-	15
Жилы силовых кабелей в режиме нормальном/аварийном с изоляцией:		
- из полихлорвинила и полиэтилена	70/80	
- из сшитого полиэтилена	90/130	
- из резины	65	
- из пропитанной бумаги при напряжении, кВ		
1 и 3	80/80	
6	65/75	
10	60	
20	55	
35	50	

Примечание. Контакт – токоведущая часть аппарата, которая во время операции размыкает или замыкает электрическую цепь; контактное соединение – токоведущее соединение (болтовое, сварное или другое), обеспечивающее непрерывность токовой цепи.

Тепловизионный контроль при рабочих токах, меньших $0,3I_{\text{ном}}$, не способствует выявлению дефектов на ранней стадии их развития.

Степень неисправности контактов и контактных соединений оценивается следующим образом:

$\Delta\Theta_{0,5} = 5...10^\circ\text{C}$ - начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику;

$\Delta\Theta_{0,5} = 10...30^\circ\text{C}$ - развившийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе электрооборудования из работы;

$\Delta\Theta_{0,5} > 30^\circ\text{C}$ - аварийный дефект, требующий немедленного устранения.

Токоведущие части. При оценке теплового состояния токоведущих частей различают степени неисправности, исходя из следующих значений коэффициента дефектности:

- до 1,2 – начальная степень неисправности, которую нужно держать под контролем;

- 1,2...1,5 – развившийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе линии из работы;

- более 1,5 – аварийный дефект; требуется немедленное устранение.

Силовые трансформаторы. Тепловизионный контроль трансформаторов напряжением 110 кВ и выше производится при решении вопроса о необходимости их капитального ремонта. Снимаются теплограммы

поверхности бака трансформатора, элементов системы охлаждения, вводов и другие.

При анализе теплограмм:

- сравниваются между собой нагревы вводов разных фаз трансформатора;
- сравниваются нагревы исследуемого трансформатора с нагревами однотипных трансформаторов;
- проверяется динамика изменения нагревов во времени и в зависимости от нагрузки;
- определяются расположения мест локальных нагревов;
- сопоставляются места локальных нагревов с расположением элементов магнитопровода и обмоток;
- определяется эффективность работы систем охлаждения.

Маслонаполненные вводы. Состояние ввода оценивается по распределению температуры по высоте ввода. На рис. 10.2 показан характер распределения температуры по высоте маслонаполненного ввода при нормальном его состоянии и некоторых дефектах [15].

Случай Д иллюстрируется теплограммой, приведенной на рис. 10.3. Видно, что температура средней части правого ввода ниже, чем в двух других фазах.

Измерительные трансформаторы. Для оценки состояния внутренней изоляции измеряются температуры нагрева поверхностей фарфоровых покрышек, которые не должны иметь локальных нагревов, а значения температуры, измеренные в одинаковых зонах покрышек трех фаз, не должны отличаться между собой более чем на $0,3^{\circ}\text{C}$.



Рисунок 10.2 – Характер распределения температуры по высоте маслонаполненного ввода: нормальное распределение температуры (А); распределение температуры при наличии короткозамкнутого контура в маслорасширителе (Б); при перегреве внутренних контактных соединений (В); при понижении уровня масла (Г); при нарушении циркуляции масла (разбухание бумажного остова на токоведущем стержне, шламообразование и т.п.) (Д).

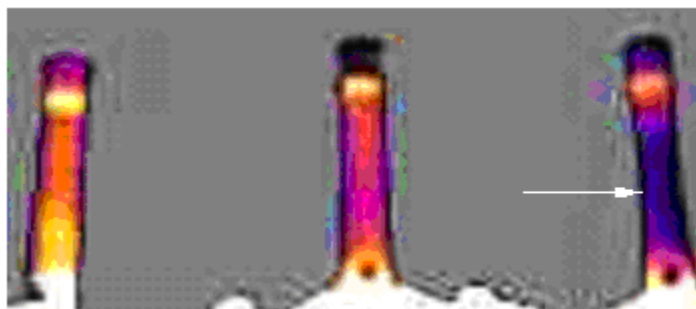


Рисунок 10.3 – Теплограмма вводов трансформатора

Аппараты защиты от перенапряжений. Признаками исправного состояния вентильного разрядника являются:

- одинаковый нагрев во всех фазах верхних элементов в местах расположения шунтирующих резисторов;
- практически одинаковое распределение температуры по элементам одной фазы разрядника; отличия температур должны находиться в пределах 0,5-5°C в зависимости от количества элементов в разряднике.

Оценка состояния нелинейных ограничителей перенапряжений осуществляется путем пофазного сравнения температур, измеренных по высоте и периметру покрышки ограничителя. На покрышке не должно быть зон локального нагрева.

Конденсаторы. Температуры нагрева корпусов конденсаторов одинаковой мощности при одинаковой нагрузке не должны отличаться между собой более чем в 1,2 раза.

Силовые кабели. Температура нагрева токоведущих жил кабелей, измеренная в местах их подсоединения к аппаратам, не должна превышать допустимого значения.

Воздушные линии электропередачи. Оценка состояния контактных соединений алюминиевых и сталеалюминевых проводов проводится по коэффициенту дефектности. Нормами устанавливаются следующие степени дефектов в зависимости от величины коэффициента дефектности:

- до 1,2 – начальная степень неисправности, которую нужно держать под контролем;
- 1,2...1,5 – развившийся дефект; следует принять меры по устранению неисправности при ближайшем выводе линии из работы;
- более 1,5 – аварийный дефект; требуется немедленное устранение.

В заключение следует отметить основные преимущества тепловизионного контроля перед традиционными методами оценки состояния оборудования.

Тепловизионный контроль производится в рабочем состоянии оборудования, то есть под нагрузкой и напряжением. Результаты обследования в таком состоянии являются более достоверными, чем результаты обследований после снятия нагрузки или напряжения. Так, например, для гирлянды изоляторов нагрузкой является не только напряжение, но и тяжение провода. Замеченное тепловизором повреждение

изолятора гирлянды может оказаться незамеченным при осмотре гирлянды после снятия с опоры.

Тепловизионный контроль проводится без отключения оборудования и в любое время. Поэтому тепловизионное обследование оборудования не мешает предприятию выполнять свою основную задачу по передаче и распределению электроэнергии.

Поскольку повреждения выявляются на работающем оборудовании, то имеется запас времени для подготовки вывода дефектного оборудования в ремонт, не отключая электроустановку и сокращая время ремонта до минимума.

Наряду с другими видами современной диагностики, в частности с хроматографическим анализом трансформаторного масла, тепловизионный контроль позволяет:

- предупредить возникновение аварийных ситуаций в электрооборудовании и тем самым повысить надёжность электроснабжения потребителей;
- значительно снизить затраты на ремонты, поскольку повреждения выявляются на ранних стадиях;
- оценить действительное состояние электрооборудования с определением запаса его работоспособности, что особенно актуально для оборудования, отработавшего 15 лет и более.

Задание

Изучить методы диагностики электрооборудования и ответить на вопросы практического занятия.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Какие наиболее перспективные направления диагностирования электрооборудования Вам известны?
2. Как по измеренной температуре изоляторов отличить пробитый от непробитого?
3. В чем суть метода хроматографического контроля маслonaполненного оборудования?
4. Критерии оценки состояния маслonaполненного оборудования ?
5. В чем суть метода контроля диэлектрических характеристик изоляции?
6. Опишите метод контроля разрядов?

Повышенный уровень

1. В чем суть метода вибродиагностики?
2. В чем суть электрофизического метода контроля?
3. Как меняются теплограммы при появлении дефектов?
4. Какой должна быть разрешающая способность телевизора при тепловизионном контроле оборудования?
5. С какой периодичностью должен проводиться тепловизионный контроль электрооборудования?

6. С какой периодичностью должен проводиться тепловизионный контроль всех видов соединений проводов ВЛ?

7. По каким параметрам может осуществляться оценка теплового состояния электрооборудования?

Рекомендуемая литература: [1-3].

Практическое занятие 11

Структура ремонтного цикла и порядок расчета назначенного межремонтного ресурса

Цель занятия – изучить структуру ремонтного цикла и порядок расчета назначенного межремонтного ресурса

В результате практического занятия студенты должны ознакомиться со структурой ремонтного цикла и порядком расчета назначенного межремонтного ресурса

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-16-17.

Теоретическая часть

Система технического обслуживания и ремонта (ТОиР) – это комплекс организационных и технологических мероприятий по обслуживанию и ремонту оборудования.

Система ТОиР включает планирование, подготовку, реализацию технического обслуживания и ремонта с заданными последовательностью и периодичностью. Для этих целей в Системе ТОиР приведены нормативы продолжительности межремонтных периодов, ремонтных циклов, простоев и трудоемкости в ремонте (техническом обслуживании) оборудования и технологических агрегатов, примерное содержание ремонтных работ отдельных видов оборудования, даны указания по организации его ремонта и технического обслуживания.

Система ТОиР призвана обеспечить:

- 1) поддержание оборудования в работоспособном состоянии и предотвращение неожиданного выхода его из строя;
- 2) правильную организацию технического обслуживания и ремонта оборудования;
- 3) увеличение коэффициента технического использования оборудования за счет повышения качества технического обслуживания и ремонта, и уменьшения простоя в ремонте;
- 4) возможность выполнения ремонтных работ по графику, согласованному с планом производства;
- 5) своевременную подготовку необходимых запасных частей и материалов.

В основу Системы ТОиР положено сочетание технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов.

В зависимости от значимости оборудования в технологическом процессе планово-предупредительный ремонт может проводиться по методу

планово-периодического ремонта и ремонта по техническому состоянию (послеосмотровый метод).

Сущность планово-периодического ремонта заключается в том, что все виды ремонта планируются и выполняются в строго установленные ремонтными нормативами сроки.

Сущность ремонта по техническому состоянию заключается в том, что все виды и сроки ремонта устанавливаются в зависимости от технического состояния оборудования, определяемого во время проведения периодического ТО.

Система ТОиР предусматривает следующие виды обслуживания и ремонтов:

- 1) техническое обслуживание;
- 2) текущий ремонт;
- 3) капитальный ремонт.

Техническое обслуживание – это комплекс работ для поддержания работоспособности оборудования между ремонтами.

Техническое обслуживание осуществляется эксплуатационным (аппаратчиками, машинистами, операторами и т.п.) и обслуживающим дежурным персоналом (помощниками мастеров, дежурными слесарями, электриками, мастерами КИПиА и др.) под руководством начальников смен (участков, отделения, сменных мастеров) в соответствии с действующими на предприятиях инструкциями по рабочим местам и регламентам.

В зависимости от характера и объема проводимых работ предусматривает ежесменное (ЕО) и периодическое (ТО) техническое обслуживание.

Ежесменное техническое обслуживание является основным и решающим. Структура ремонтного цикла может быть представлена в виде показанном на рисунке 11.1.

T лет - календарная продолжительность ремонтного цикла;

$R_{кр}$,ч - назначенный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами;

$T_{ср}$,лет - календарная продолжительность периода между предыдущим капитальным ремонтом и средним ремонтом;

$R_{ср}$,ч - назначенный межремонтный ресурс между капитальным и средним ремонтами;

$T_{р1}$, $T_{р2}$, T_r , ч - наработка энергоблока в соответствующий год ремонтного цикла;

T_1 - текущий ремонт 1 категории;

T_2 - текущий ремонт 2 категории;

C - средний ремонт;

K - капитальный ремонт.

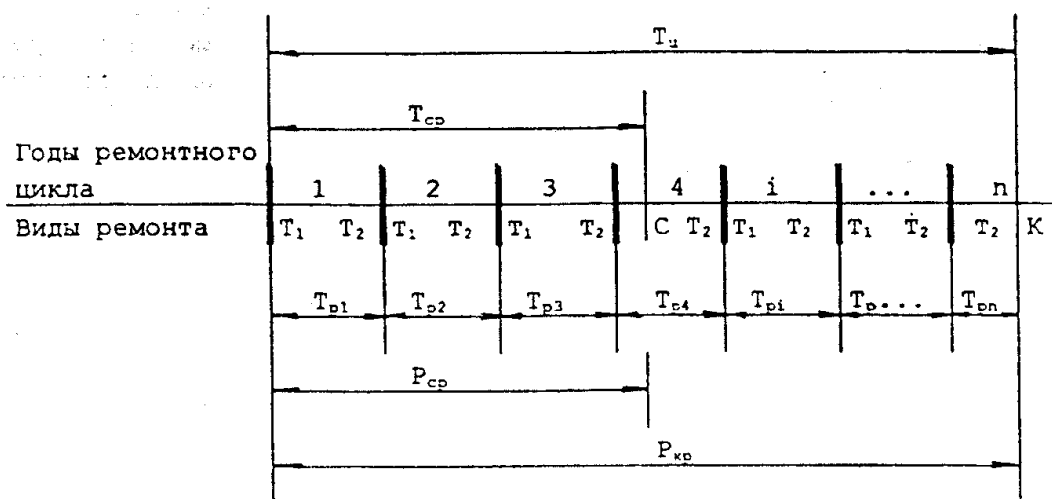


Рисунок 11.1 – Структура ремонтного цикла

Продолжительность ремонтного цикла $T_{\text{ц}}$ определяется по назначенному межремонтному ресурсу $P_{\text{кр}}$. При достижении наработки энергоблока от предыдущего капитального ремонта, равной $P_{\text{кр}}$, энергоблок должен быть остановлен в очередной капитальный ремонт с учетом пункта 5.6 РД.

Порядок расчета $P_{\text{кр}}$ и $T_{\text{ц}}$ приведен в разделах 3 и 4 РД.

Средний ремонт энергоблока производится, когда наработка энергоблока от предыдущего капитального ремонта достигает $P_{\text{ср}}$ чему соответствует календарная продолжительность $T_{\text{ср}}$.

Порядок расчета $P_{\text{ср}}$ и $T_{\text{ср}}$ приведен в разделах 3 и 4 РД.

В структуре ремонтного цикла предусмотрено ежегодное проведение текущих ремонтов категорий T_1 и T_2 , кроме годов проведения среднего и капитального ремонтов, когда проводятся только текущие ремонты категории T_2 .

Примечание. Под текущим ремонтом категории T_2 понимаются кратковременные плановые остановки энергоблока с целью устранения отдельных мелких неисправностей. Количество, сроки и продолжительность остановов при этом планируются электростанцией в пределах норматива на T_2 .

Назначенный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами принимается равным базовому значению суммарной наработки элемента за ремонтный цикл в базовый период.

Базовый период - это интервал времени эксплуатации энергоблока, характеризующийся достаточно высокими уровнями наработки и периодичности капитальных ремонтов, близкими к нормативным. Как показывают статистические данные о работе энергоблоков, такой период для расчета назначенного с межремонтного ресурса должен приниматься в интервале 1980-1991 гг.

В соответствии с изложенным, назначенный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами $P_{\text{кр}}$, ч, вычисляют по формуле,

$$P_{кр} = P_{крб} = \sum_{i=1}^n T p_i \quad (1.11)$$

$P_{крб}$ ч - базовое значение суммарной наработки энергоблок! за ремонтный цикл в период, признанный за базовый)

i - i -й год ремонтного цикла;

$T p_i$, ч - наработка энергоблока за i -й год ремонтного цик-

Назначенный межремонтный ресурс между предыдущим капитальным-ремонт и средним ремонтом $P_{ср}$, ч, принимается p^* -ным половине базового значения суммарной наработки энергоблока за ремонтный цикл в период, принятый за базовый по п.3.1 РД, и вычисляется по формуле:

$$P_{ср} = 0.5 P_{ккр} = \sum_{i=1}^n P_{ккр} \quad (11.2)$$

Назначенный межремонтный ресурс рассчитывается для каждого конкретного энергоблока электростанции по формуле (1) или принимается как среднее арифметическое суммарных наработок за ремонтный цикл группы однотипных энергоблоков электростанции. В последнем случае $P_{кр}$ вычисляется по формуле:

$$P_{кк} = \frac{1}{2} \sum_{j=1}^z P_{ккр} \quad (11.3)$$

где $P_{крб1}$ – базовое значение суммарной наработки для j -го энергоблока, рассчитываемое по формуле (1);

Z – количество однотипных энергоблоков на электростанции.

Применение формулы (3) позволяет уменьшить влияние на расчетную величину назначенного межремонтного ресурса значительных отклонений наработки отдельных конкретных энергоблоков за ремонтный цикл.

В периоде, принятом за базовый по п.3.1 РД для расчета назначенного межремонтного ресурса, не должно быть особых обстоятельств, существенно сокративших наработку энергоблока за ремонтный цикл в этот период, а именно:

- 1) длительного простоя в аварийно-восстановительном ремонте;
- 2) длительного простоя при модернизации или реконструкции;
- 3) длительного простоя в резервных остановках;
- 4) других нарушений нормальной эксплуатации, обусловивших длительные простои энергоблока за ремонтный цикл.

При наличии таких особенностей эксплуатации назначенный межремонтный ресурс принимается равным назначенному межремонтному ресурсу другого однотипного энергоблока станции или энергообъединения, в эксплуатации которого не было нарушений, существенно сокративших наработку энергоблока.

При расчете назначенного межремонтного ресурса суммарная наработка энергоблока за ремонтный цикл принимается по отчетным документам электростанции от момента окончания предшествующего капитального ремонта до момента вывода энергоблока в последующий капитальный ремонт.

Расчетная величина назначенного межремонтного ресурса должна быть согласована и утверждена энергообъединением, в которое входит электростанция.

Полученная величина назначенного межремонтного ресурса является нормативом для расчета календарной продолжительности ремонтного цикла каждого энергоблока или группы однотипных энергоблоков электростанции.

Система технического обслуживания и ремонта (ТОиР) – это комплекс организационных и технологических мероприятий по обслуживанию и ремонту оборудования.

Система ТОиР включает планирование, подготовку, реализацию технического обслуживания и ремонта с заданными последовательностью и периодичностью. Для этих целей в Системе ТОиР приведены нормативы продолжительности межремонтных периодов, ремонтных циклов, простоев и трудоемкости в ремонте (техническом обслуживании) оборудования и технологических агрегатов, примерное содержание ремонтных работ отдельных видов оборудования, даны указания по организации его ремонта и технического обслуживания.

Система ТОиР призвана обеспечить:

- 1) поддержание оборудования в работоспособном состоянии и предотвращение неожиданного выхода его из строя;
- 2) правильную организацию технического обслуживания и ремонта оборудования;
- 3) увеличение коэффициента технического использования оборудования за счет повышения качества технического обслуживания и ремонта, и уменьшения простоя в ремонте;
- 4) возможность выполнения ремонтных работ по графику, согласованному с планом производства;
- 5) своевременную подготовку необходимых запасных частей и материалов.

В основу Системы ТОиР положено сочетание технического обслуживания и планово-предупредительных ремонтов.

В зависимости от значимости оборудования в технологическом процессе планово-предупредительный ремонт может проводиться по методу планово-периодического ремонта и ремонта по техническому состоянию (послеосмотровый метод).

Сущность планово-периодического ремонта заключается в том, что все виды ремонта планируются и выполняются в строго установленные ремонтными нормативами сроки.

Сущность ремонта по техническому состоянию заключается в том, что все виды и сроки ремонта устанавливаются в зависимости от технического состояния оборудования, определяемого во время проведения периодического ТО.

Система ТОиР предусматривает следующие виды обслуживания и ремонтов:

- 1) техническое обслуживание;

- 2) текущий ремонт;
- 3) капитальный ремонт.

Техническое обслуживание – это комплекс работ для поддержания работоспособности оборудования между ремонтами.

Техническое обслуживание осуществляется эксплуатационным (аппаратчиками, машинистами, операторами и т.п.) и обслуживающим дежурным персоналом (помощниками мастеров, дежурными слесарями, электриками, мастерами КИПиА и др.) под руководством начальников смен (участков, отделения, сменных мастеров) в соответствии с действующими на предприятиях инструкциями по рабочим местам и регламентам.

В зависимости от характера и объема проводимых работ предусматривает ежесменное (ЕО) и периодическое (ТО) техническое обслуживание.

Ежесменное техническое обслуживание является основным и решающим.

Пример 1. Расчет назначенного межремонтного ресурса для конкретного единичного энергоблока

Выбирается ремонтный цикл в базовый период времени 1980-1991гг.

Дата окончания предыдущего капитального ремонта - 05.06.84 г.

Дата начала последующего капитального ремонта - 01.08.88 г.

Данные по наработкам энергоблока за годы ремонтного цикла приведены в таблице 11.1.

Таблица 11.1 – Данные по наработкам энергоблока за годы ремонтного цикла

Год ремонтного цикла		1	2	3	4	5
Календарные даты годов ремонтного цикла	Начало	05.06.84	05.06.85	05.06.86	05.06.87	05.06.88
	Конец	04.06.85	04.06.86	04.06.87	04.06.88	01.08.88
Наработка, ч		7270	7150	7250	7320	1120 •

Назначенный межремонтный ресурс вычисляется по формуле (1) РД:

$$Р_{кр} = Р_{крв} = "7270 + 7150 + 7250 + 7320 + 1120 = 30110 \text{ ч}$$

Пример 2. Расчет назначенного межремонтного ресурса для группы однотипных энергоблоков

На электростанции - 4 однотипных энергоблока. Принято решение установить в качестве норматива назначенного межремонтного ресурса среднее значение из полученных базовых значений. Вычисленные по формуле. (1) РД базовые значения межремонтного ресурса для каждого энергоблока приведены в таблице 11.2.

Таблица 11.2 – РД базовые значения межремонтного ресурса для каждого энергоблока

Номер	1	2	3	4
Значения $R_{крб}$, ч	30100	28900	31500	33700

Среднее значение назначенного межремонтного ресурса, принимаемое

как норматив для каждого энергоблока, рассчитывается по формуле (3) РД:

$$P.p = \frac{1}{4} (30100 + 28900 + 31500 + 33700) = 31050 \text{ ч. 4}$$

Планово-предупредительный ремонт (ППР) — это комплекс организационно-технических мероприятий по надзору, уходу и всем видам ремонта, которые проводятся периодически по заранее составленному плану, для предупреждения преждевременного износа оборудования, устранения и предупреждения аварии. На основе ППР определяется нормативная численность потребного контингента, потребность в материалах, запасных частях, комплектующих изделиях. Годовой план-график ППР и таблицы исходных данных являются основанием для составления годового плана-сметы, который разрабатывается дважды в год.

Для составления годового графика планово-предупредительного ремонта (графика ППР) электрооборудования, предлагается использовать справочник «Система технического обслуживания и ремонта энергетического оборудования», справочник А. И. Ящура 2012 года.

Таблица 11.3 – График ППР оборудования на год эксплуатации (наименование энергетического или технического подразделения)

График ППР оборудования на _____ год эксплуатации
(наименование энергетического или технического подразделения)

№ п/п	Наименование оборудования	Единица измерений	Количество единиц	Периодичность	Норма времени на единицу оборудования в чел. час	Годовые затраты на объем работ в чел. час	1–12 месяцы

Задание

Изучить структуру ремонтного цикла и порядок расчета назначенного межремонтного ресурса и ответить на вопросы практического занятия.

Составить график ППР для подстанции ПЗ№9 заданной преподавателем.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Какие работы включает в себя система ТОиР?
2. Каково назначение системы ТОиР?
3. В чем сущность планово-периодического ремонта?
4. В чем сущность ремонта по техническому состоянию?
5. Какие виды обслуживания и ремонтов предусматривает система ТОиР?
6. Что называется ППР?
7. Что включает в себя система планово-предупредительного ремонта?
8. В какой документации отражаются мероприятия по системе ППР?
9. Как определяется норматив ресурса между капитальными и текущими ремонтами оборудования?
10. Как определяются сроки последующих ремонтов?

Повышенный уровень

1. Каким персоналом осуществляется техническое обслуживание электрооборудования?
2. Что такое назначенный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами?
3. Как вычисляется межремонтный ресурс между капитальными ремонтами?

Рекомендуемая литература: [1-3].

Практическое занятие 12

Порядок расчета календарной продолжительности ремонтного цикла и формирование параметров ремонтного цикла

Цель занятия – изучить структуру ремонтного цикла и порядок расчета назначенного межремонтного ресурса

В результате практического занятия студенты должны ознакомиться со структурой ремонтного цикла и порядком расчета назначенного межремонтного ресурса

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-16-17.

Теоретическая часть

Порядок расчета календарной продолжительности ремонтного цикла.

Календарная продолжительность ремонтного цикла энергоблока - это интервал времени в годах от момента окончания предшествующего капитального ремонта до момента вывода энергоблока в последующий капитальный ремонт.

Календарная продолжительность ремонтного цикла определяется назначенным межремонтным ресурсом между капитальными ремонтами и величиной наработки энергоблока в каждом году ремонтного цикла. Определяющим при этом является положение, что при исчерпании назначенного межремонтного ресурса энергоблок должен быть остановлен для проведения очередного капитального ремонта.

Необходимость расчета и прогнозирования календарной продолжительности ремонтного цикла обусловлена необходимостью планирования финансовых, материальных и трудовых затрат на ремонт, а также потребностью в координации сроков проведения ремонтов различных энергоблоков на электростанции, в энергообъединении и в пределах отрасли.

Календарная продолжительность ремонтного цикла T_u , лет, определяется по формуле:

$$T_u = T_k + T_{kp} \quad (12.1)$$

где T_k – лет - фактическая календарная продолжительность эксплуатации от начала ремонтного цикла до момента проведения расчета;

T_{kp} – лет - будущая календарная продолжительность эксплуатации от момента проведения расчета до конца ремонтного цикла - начала проведения, последующего капитального ремонта.

В момент времени t_k известны фактические наработки энергоблока за истекший с момента начала ремонтного, цикла период до данного момента.

С учетом этого оставшийся до конца ремонтного цикла период $T_{кп}$ лет, рассчитывается по формуле:

$$T_{кк} = \frac{P_{кр} - \sum_{i=1}^k T_{pi}}{T_p} \quad (12.2)$$

где $P_{кр}$, ч – назначенный межремонтный ресурс, определенный по разделу 3 и принятый в качестве нормативного; T_{pi} ч - фактическая наработка энергоблока по годам ремонтного цикла от его начала до момента проведения расчета;

T_p , ч - прогнозируемая средняя наработка энергоблока за один полный календарный год. Характеризует наработку энергоблока в период от момента проведения расчета до конца ремонтного цикла.

T_p задается на основе экспертных прогнозных оценок с учетом тенденции изменения выработки электроэнергии в последующие после момента расчета годы ремонтного цикла. В целях упрощения значение T_p может быть принято равным наработке энергоблока за один полный календарный год, предшествующий моменту расчета.

При расчете $T_{ц}$, когда момент проведения расчета лежит вне пределов периода ремонтного цикла, что может быть при расчете последующего за текущим ремонтного цикла, или момент проведения расчета совпадает с капитальным ремонтом, составляющие формул (12.1) и (12.2) T_k и $\sum_{i=1}^k T_{pi}$

равны нулю. Формула (12.1) при этом преобразуется в вид

$$T_u = \frac{P_{кр}}{T_p} \quad (12.3)$$

Календарная продолжительность периода от начала ремонтного цикла до начала среднего ремонта определяется аналогично вышеприведенному с использованием формул (12.1), (12.2) и (12.3) и с использованием показателей, соответствующих среднему ремонту.

Необходимость периодического проведения расчетов продолжительности ремонтного цикла определяется возможными изменениями годовых наработок энергоблока, что может существенно изменить сроки вывода энергоблока в очередные средний и капитальный ремонты.

На основании выполненных расчетов осуществляется корректировка перспективных и годовых графиков ремонта и модернизации энергоблоков.

Структура ремонтного цикла приведена на рисунке 1 РД.

Параметры "ремонтного цикла" следующие:

- 1) назначенный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами;
- 2) назначенный межремонтный ресурс между капитальным ремонтом и

средним ремонтом;

3) календарная продолжительность ремонтного цикла;

4) календарная продолжительность между капитальным ремонтом и средним ремонтом;

количество текущих ремонтов;

5) продолжительность текущих, среднего и капитального ремонтов.

Назначенный межремонтный ресурс между капитальными ремонтами является основной характеристикой ремонтного цикла и рассчитывается с учетом требований раздела 3 РД. Расчет выполняется для каждого энергоблока или для группы однотипных энергоблоков электростанции с одинаковыми условиями эксплуатации и принимается в качестве нормативного значения. Этот норматив должен быть утвержден энергообъединением, в которое входит электростанция.

Норматив назначенного межремонтного ресурса между капитальным и средним ремонтами равен половине назначенного меж ремонтного ресурса между капитальными ремонтами.

Календарная продолжительность ремонтного цикла рас считывается с учетом требований раздела 4 РД.

Учитывая существующую в настоящее время тенденцию к изменению ежегодных наработок энергоблоков, уточнение календарной продолжительности ремонтного цикла должно производиться ежегодно.

На основе полученных величин производится корректировка перспективных и годовых графиков ремонта и модернизации энергоблоков .

Календарная продолжительность между капитальным и средним ремонтами определяется аналогично изложенному в п.5.4. РД.

Определенные в соответствии с пунктами 5.4 и 5.5 РД сроки останова энергоблока в капитальный или средний ремонты являются расчетными. Конкретные сроки вывода энергоблока в ремонт уточняются при согласовании годового графика капитальных и средних ремонтов и диспетчерских заявок на вывод в ремонт энергоблоков.

В структуре ремонтного цикла предусматривается еже годное проведение текущих ремонтов категорий T_1 и T_2 , кроме годов проведения среднего и капитального ремонтов, -когда текущий ремонт категории T_a не производится.

Продолжительность текущих ремонтов категорий T_i и T_g , среднего и капитального ремонтов принимается по действующим нормативам ППР и «Правилам организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей» РДПр 34-38-030-92 или другим нормативам, введенным в действие в установленном порядке.

Периодичность ремонта и увеличение межремонтного периода электрооборудования распределительных устройств.

Капитальный ремонт оборудования проводится в следующие сроки:

- масляные выключатели - 1 раз в 6 - 8 лет при условии контроля характеристик выключателя с приводом в межремонтный период;

- воздушные выключатели - 1 раз в 4-6 лет;
- разъединители и выключатели нагрузки - 1 раз в 4 - 8 лет (в зависимости от конструктивных особенностей);
- шинные разъединители внутренней установки-по мере необходимости, так как это связано с выводом в ремонт всей системы сборных шин;
- отделители и короткозамыкатели с открытым ножом и их приводы - 1 раз в 2-3 года.

Капитальный ремонт остальных аппаратов РУ (трансформаторов тока и напряжения, конденсаторов связи и т. д.) проводится по мере необходимости в зависимости от результатов испытаний и осмотров.

Периодичность капитального ремонта оборудования РУ. Допускается изменять (уменьшать или увеличивать межремонтный период) исходя из опыта эксплуатации, значений отключаемых аппаратами токов КЗ, результатов измерений характеристик и испытаний, проводимых в межремонтный период

Текущий ремонт оборудования распределительных устройств проводится по мере необходимости в сроки, устанавливаемые главными инженерами предприятий. Объем текущего ремонта, как правило, ограничивается внешним метром, чисткой, смазкой трущихся частей и измерение сопротивления постоянному току контактов.

Внеплановый ремонт оборудования проводится после использования им коммутационного или механического ресурса. Коммутационный ресурс выключателей зависит от числа, отключений КЗ и значений отключаемых при этом токов. *Так, например, номинальный ток отключения допускается отключать выключателями серий МКП, У и воздушными выключателями не более 10 раз. При меньших значениях токов КЗ допускается большее число отключений. Для учета числа и значений отключаемых токов КЗ на выключателях устанавливаются автоматические счетчики.* Для увеличения межремонтного периода масляных выключателей указанное выше измерение характеристик заключается в проверке состояния контактов выключателя путем измерения значения вжима, характеризующего контактное давление; измерении переходного сопротивления системы и собственного времени отключения и включения выключателя и построении кривых скорости движения траверсы с контактами.

Проверка вжима контактов проводится без вскрытия масляных выключателей. У простейших контактных систем (одна пара контактов) вжим определяется по расстоянию между двумя рисками, нанесенными на тяге или какой-либо движущейся части выключателя в момент касания его контактов (при медленном ручном включении) и при предельном ходе подвижной части. Момент касания контактов может быть зафиксирован, например, по загоранию лампы, включенной в сеть через полюс выключателя. У систем с многократным разрывом цепи (выключатель МКП-ПО и др.) измерить вжим каждого контакта без вскрытия бака нельзя. Однако можно измерить минимальный вжим контактной пары, замыкающейся в последнюю

очередь. При этом вжим остальных контактных пар будет больше измеренного.

Задание

Изучить порядок расчета календарной продолжительности ремонтного цикла, формирование параметров ремонтного цикла и ответить на вопросы к ПЗ

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Что понимают под календарной продолжительностью ремонтного цикла
2. Как вычисляется календарная продолжительность ремонтного цикла

Повышенный уровень

1. Какими параметрами характеризуется ремонтный цикл

Практическое занятие 13

Управление производственными активами сетевых компаний

Цель занятия – изучить основы управление производственными активами сетевых компаний

В результате практического занятия студенты должны ознакомиться с системой управление производственными активами сетевых компаний.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-16-17.

Теоретическая часть

Стабильная нагрузка энергетических мощностей при минимальных резервах в период до 1991 г. предопределила основополагающие принципы формирования системы технического обслуживания и ремонта оборудования ТЭС, действующей и в настоящее время.

Эта система, основанная на планово-предупредительном ремонте (ППР), совершенствовалась в направлении обеспечения надежности при имеющихся минимальных резервах генерирующих мощностей

Определяющим технико-экономическим критерием системы являлась минимизация простоев оборудования в ремонте на основе жесткой регламентации ремонтных циклов. При высоком уровне надежности энергоснабжения сокращение затрат на ремонт было достигнуто путем целенаправленного увеличения межремонтного периода энергоблоков.

В действующей СТОИР был установлен единый критерий вывода энергоблоков в плановый ремонт, определяемый структурой ремонтного цикла. В соответствии с этим критерием периодичность капитальных и средних ремонтов регламентирована и исчисляется в календарных годах.

Эта система позволила осуществлять долгосрочное планирование ремонтов, выработки электроэнергии, а также прогнозировать материальные, финансовые и трудовые затраты. На основании жесткой структуры ремонтных циклов осуществлялось и ежегодное планирование капитальных, средних и

текущих ремонтов энергооборудования с четким контролем исполнения ввода и вывода оборудования в ремонты.

Таким образом, созданная более 20 лет назад система планово-предупредительного ремонта энергооборудования была сформирована для условий жесткого централизованного планирования и управления, а ее выбор был обусловлен необходимостью обеспечения надежной эксплуатации оборудования в условиях минимального резерва энерго мощностей, определяемого отставанием развития электроэнергетики от потребностей народного хозяйства.

Начиная с 1992г. в России происходит ежегодный спад промышленного производства, который объективно обусловил снижение энергопотребления и соответствующий рост резервов генерирующих мощностей. Это проявляется прежде всего в сокращении ежегодной наработки оборудования и увеличении его простоя в резерве.

Использование в этих условиях СТОИР с регламентированным по календарной продолжительности ремонтным циклом ограничивает эффективность эксплуатации оборудования, приводит к увеличению доли ремонтной составляющей в себестоимости электрической энергии.

Поэтому действующая СТОИР стала неадекватной новым условиям функционирования электроэнергетической отрасли и эксплуатации энергооборудования и вошла в противоречие с экономическими интересами производственно-хозяйственной деятельности электростанций и энергообъединений.

Радикальным способом разрешения указанных выше противоречий должно стать внедрение в практику работы электростанций новой СТОИР, в основу которой положен ремонтный цикл, определяемый назначенным межремонтным ресурсом энергоблока.

Назначенный межремонтный ресурс энергоблока в соответствии с ГОСТ 27.002-89 представляет суммарную наработку энергоблока между капитальными ремонтами, при достижении которой энергоблок должен быть выведен в капитальный ремонт.

Принципиальное отличие такого ремонтного цикла заключается в том, что критерием необходимости проведения капитального ремонта является исчерпанный межремонтный ресурс, а не регламентированная календарная продолжительность эксплуатации. В новых условиях календарная продолжительность ремонтного цикла является величиной переменной и зависит от наработки энергоблока.

За величину назначенного межремонтного ресурса принимается значение наработки между капитальными ремонтами, достигнутое в реальных условиях эксплуатации энергоблоков в 80-х годах. Правильность такого выбора подтверждается, статистическими данными о максимальной наработке энергоблоков в этот период и о достаточно высоком уровне надежности и эффективности эксплуатации.

Новая СТОИР характеризуется, наряду с отмеченными принципиальными особенностями, преемственностью с действующей системой ППР:

1) обеспечивается надежность и качество отремонтированного оборудования на основе использования разработанной ранее и действующей в настоящее время нормативно-технической и технологической ремонтной документацией (технические условия и технологические процессы ремонта оборудования);

2) сохраняется структура ремонтного цикла, характеризуемая ежегодным проведением текущих ремонтов, одного среднего и одного капитального ремонтов за цикл;

3) используются разработанные ранее и действующие в настоящее время нормативы продолжительности и типовых объемов плановых ремонтов с применением нормативов ППР, в том числе для трудозатрат и норм расхода запасных частей и материалов.

Применение СТОИР с ремонтным циклом, базирующимся на назначенном межремонтном ресурсе, в современных условиях при сокращенной годовой наработке и увеличенном резерве позволяет увеличить календарную продолжительность межремонтной кампании и сократить среднегодовые ремонтные затраты, т.е. повысить эффективность эксплуатации ТЭС при сохранении надежности эксплуатации на должном уровне.

В последующих разделах РД изложены положения и требования по совершенствованию СТОИР применительно к энергоблокам ТЭС.

Для котельных и турбинных установок ТЭС с поперечными связями используется эта же методика, но с учетом отличий в структурах их ремонтных циклов, приведенных в приложении 10 РДПр 34-38-030-92, а именно:

1) текущие ремонты не подразделяются по категориям;

2) для части типов турбин в структуре ремонтного цикла отсутствует средний ремонт.

Электростанции и энергообъединения должны принимать решения, о внедрении усовершенствованной СТОИР с применением требований и положений РД только после технико-экономического обоснования на основе сравнительного анализа наблюдаемых и прогнозируемых величин годовых наработок энергоблоков и энергоустановок, а также надежности их эксплуатации, в современных условиях и в период до 1991 г.

Все капиталоемкие предприятия, значительная часть расходов которых связана с поддержанием больших объемов сложного, постоянно нуждающегося в эксплуатационном обслуживании комплекса оборудования, техники, зданий, сооружений, сталкиваются с задачей оптимизации затрат на оборудование, при обеспечении необходимого уровня надежности. Для решения этой задачи используются системы управления производственными активами (СУПА).

Управление производственными активами — систематическая и скоординированная деятельность, по управлению режимами, рисками и расходами на активы, направленная на достижение целей организации по надежности, безопасности и экономической эффективности (Спецификация PAS-55).

Главная задача управления производственными активами — обеспечение баланса между затратами на оборудование и рисками его отказа.

- Снижение стоимости владения активами.
- Повышение отдачи от инвестиций в оборудование.
- Сокращение потерь и затрат на аварийное восстановление.
- Сокращение управленческих затрат на принятие решений.

Системы управления активами базируются на оценке рисков отказа оборудования. Результат внедрения систем управления активами — формирование сбалансированных планов ремонтов, замен, модернизации и технического обслуживания оборудования. Управление производственными активами — не методики и IT-решения, а регулярная деятельность, встроенная в процессы организации.

В Минэнерго считают, что основная идея (или идеология) системы управления активами — оптимальное распределение ограниченных ресурсов компании для достижения одновременно краткосрочных и долгосрочных ее целей на протяжении полного жизненного цикла активов, в составе энергосистемы.

Несомненно, в текущих экономических условиях применение и развитие системы управления производственными активами субъектов электроэнергетики как никогда актуально, для чего требуется нормативно-правовая основа, принятая государственным регулятором отрасли.

При этом стоит выделить ряд специфических проблем в сфере управления производственными активами, имеющих сегодня место на уровне отрасли:

- отсутствует единая отраслевая методология расчета индекса технического состояния отдельных групп оборудования и объектов электроэнергетики в целом исходя из реальных данных о располагаемых активах и интенсивности их эксплуатации;
- управление производственными активами представляет собой совокупность разрозненных элементов, не имеющих единой системы целеполагания на уровне отрасли и не объединенных в единый бизнес-процесс;
- долгосрочное планирование в сфере управления производственными активами проводится без учета ограничений экономических ресурсов и прогнозов риска отказов оборудования (аварий), что приводит к существенным корректировкам (до 30-40% в год) планов и существенному затягиванию сроков их реализации;
- отсутствует мониторинг технического состояния основного оборудования в большинстве генерирующих компаниях;

- отсутствует системная оценка и прогноз технического состояния производственного оборудования на основе данных мониторинга, статистики дефектов и отказов с целью прогнозирования уровня износа оборудования и вероятности наступления отказов;
- не формируются возможные сценарии технических воздействий на оборудование: продолжение эксплуатации, ремонт, замена, техническое перевооружение или реконструкции;
- отсутствует выбор оптимальных технических решений на основе анализа стоимости владения производственным оборудованием;
- не обеспечивается сбалансированная и согласованная реализация производственных программ нескольких субъектов на уровне объединенных энергосистем, а также системная надежность при фактических экономических условиях.

Учитывая указанные проблемы, Минэнерго России уже подготовило ряд изменений в существующие нормативно-правовые акты (в частности, изменения в Стратегию развития электросетевого комплекса) и проекты ведомственных актов. Так, подготовлен проект приказа Минэнерго России «Об утверждении Методических указаний по расчету оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи электрических станций и электрических сетей и определения оптимального вида, состава и стоимости технологического воздействия на оборудование / группы оборудования» во исполнение пункта 2 постановления Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 № 1401 «О комплексном определении показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, и порядка осуществления мониторинга таких показателей». Данным постановлением Правительства Российской Федерации определен порядок комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа, которые связаны с техническим состоянием технологического оборудования этих объектов.

Минэнерго России подготовило также проект Отраслевого классификатора оборудования и сооружений в электроэнергетике, который предназначен для обеспечения единого подхода к классификации оборудования и сооружений при построении унифицированных систем учета оборудования, эксплуатируемого на объектах электроэнергетики, их технологических параметров и характеристик, необходимых для принятия оптимальных управленческих решений о технических воздействиях на оборудование в целях обеспечения надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок.

Всё вышеперечисленное и явилось предпосылками представляемого проекта. Факторами выбора ERP-системы на платформе 1С стали постановление правительства РФ от 16.11.2015 №1236 (об

импортозамещении) и, конечно, экономическая составляющая. Переход на отечественную систему с западной позволяет экономить крупному предприятию в год десятки миллионов рублей.

Рассмотрим функционал реализованной подсистемы. Источниками информации для принятия своевременных управленческих решений являются:

- техническое состояние оборудования или объекта;
- последствия отказа оборудования или объекта;
- данные о нарушении нормального режима работы с описанием причин и последствий;
- данные о конструктивной надежности оборудования.

Оценка технического состояния оборудования выполняется с помощью 93 алгоритмов индексов технического состояния по 8 группам оборудования: Трансформаторы силовые, коммутационные аппараты, высоковольтные вводы, измерительные трансформаторы, системы шин и устройства защиты от перенапряжений, источники питания, воздушные линии, кабельные линии.

Исходными данными для расчета индекса технического состояния являются:

- данные заводов – изготовителей;
- результаты инструментального диагностирования;
- дефекты, выявляемые при выполнении органолептической диагностики.

Логика расчёта:

- оцениваемое оборудование условно делится на узлы (критерии), оценка состояния выполняется сначала для узла, затем для единицы оборудования;
- выполняется оценка соответствия фактического значения требованиям НТД;
- с помощью математических и логических формул выполняется расчет технического состояния.



Благодаря реализации взаимосвязанных модулей:

- паспортизация оборудования;
- топология сети;
- расчет индексов состояния;
- расчет последствий отказов;
- расчет флагов и приоритизированных списков;
- учет дефектов;

- учет испытаний и измерений.

Можно оценить в СУПА техническое состояние всех организационных объектов:



Полученные данные позволяют формировать программу технического обслуживания и ремонта (ТОиР) в краткосрочной и долгосрочной перспективах.

СХЕМА ФОРМИРОВАНИЯ ПРОГРАММ ТОиР (ПО ПЕРИОДИЧНОСТИ И ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ)



Следует отметить, что функционал подсистемы необходимо было построить с учётом требований к отчётности ПАО «Россети», формирования необходимых форм и отчётов для руководства предприятия, а также удобства пользователей. Кроме того, проект имел ряд специфических особенностей:

1. Сжатые сроки реализации. То, что называется «вчера».
2. Сложность и масштабность задач.

3. Неоднородный состав конечных пользователей.
4. Отсутствие лидера команды внедрения на стороне заказчика.

В момент перехода в опытно-промышленную и промышленную эксплуатации для каждого пользователя системы важно своевременно получить помощь и поддержку, ответ на возникший вопрос должен быть на простом и понятном языке, а результат соответствовать ожиданиям. Для обеспечения такого стандарта и принимая во внимание сильно различающийся уровень пользователей системы, специалистами «АстроСофт» не только были подготовлены программа обучения (очная и дистанционная), необходимые материалы, но и организована служба поддержки пользователей. В качестве каналов связи использовались многоканальный телефон и электронная почта.

Важным элементом проекта бала необходимость переноса гигантского объёма данных из существовавшей системы SAP в новую на базе 1С без ущерба существующему производственному процессу. Приостановка работы была недопустима. Таким образом задача осложнялась необходимостью параллельного существования двух систем на протяжении некоторого времени. Таким образом миграцию данных проводили в два этапа – сначала выгрузка основного массива, затем «дозагрузка» вновь введённых данных.

Понятие управления производственными активами (СУПА). Под управлением производственными активами понимается систематическая, регулярная и координируемая деятельность по оптимальному управлению техническим состоянием, надёжностью, затратами, рисками и производительностью производственных активов (оборудования) на всем протяжении его жизненного цикла в целях достижения стратегических целей производства.

Система управления производственными активами (СУПА) – взаимосвязанные и совместно используемые для управления производственными активами:

- информация об оборудовании и потребителях;
- правила, методики и алгоритмы;
- схемы процессов и показатели эффективности;
- информационные системы.

В соответствии с требованиями международных стандартов по управлению производственными активами основная задача СУПА – обеспечить взаимосвязь различных бизнес-процессов, существующих в различных структурах производства, для определения оптимального соотношения между уровнем надёжности и затратами, необходимыми для его достижения. Таким образом, при внедрении СУПА подразумевается изменение всех существующих бизнес-процессов, в т.ч. выходящих за рамки технического обслуживания и ремонтов оборудования.

Цель управления производственными активами. Обеспечение заданного уровня надёжности передачи и распределения электроэнергии за счет

эффективного использования ресурсов и управления производственными активами на основе баланса затрат, риска и производительности активов.

Достижение цели обеспечивается решением следующих задач:

1. Создание условий для принятия обоснованных решений управлению производственными активами на основе единых формализованных принципов, методик и процедур;
2. Создание и поддержание в актуальном состоянии базы данных по активам и оборудованию;
3. Создание и регулярное развитие нормативно-методической базы управления производственными активами: методики, процессы, регламенты и НСИ, обеспечивающей функционирование системы управления производственными активами;
4. Внедрение интегральной оценки технического состояния активов на основе индекса состояния, как одного из элементов управления жизненным циклом активов;
5. Разработка и внедрение методов и механизмов оценки последствий отказа активов;
6. Формирования обоснованных планов диагностики, ремонта и замены активов на среднесрочные (3 года) и краткосрочные (1 год) периоды с учетом ресурсных ограничений;
7. Обеспечение достоверного учета отказов оборудования отключений потребителей;
8. Регулярная оценка эффективности управления производственными активами, определение на основе оценки эффективности целевых показателей управления производственными активами;
9. Внедрение информационных систем, обеспечивающих решение задач управления производственными активами.

Принципы управления производственными активами. Управление производственными активами в любой организации основано на следующих принципах:

1. Управление производством и активами ориентировано на достижение стратегических целей;
2. Построение системы управления производственными активами как неотъемлемой части общей системы управления;
3. Балансировка затрат, рисков и производительности в течение жизненного цикла производственных активов;
4. Унификация, процессов и методик управления производственными активами, применяемых в организации;
5. Однозначное распределение ролей и сфер ответственности при организации управления производственными активами;
6. Планирование ремонтов, замен, диагностики и учет затрат для каждой ЕО как объекта воздействия. Принятие решения о воздействии на комплексный объект на основе анализа состояния и последствий отказа каждой ЕО, входящей в комплексный объект.
7. Принятие решения о периоде и виде воздействия на ЕО на основе;

8. Решение о периоде и виде воздействия на ЕО принимается на основе:
- оценке технического состояния ЕО;
 - оценке последствий отказа ЕО;
 - приоритета ЕО в общем списке оборудования, ранжированного по критериям состояния и последствий отказа;
 - целевых значений технического состояния, удельных затрат, уровня надежности, необходимого для достижения;
 - существующих ограничений по уровню затрат в целом и производственным ресурсам.

Принципы анализа эффективности управления производственными активами. Система управления производственными активами является базовой подсистемой управления и в значительной мере определяет эффективность деятельности производства в целом.

Для детального анализа эффективности управления производственными активами используются операционные показатели, базирующиеся на оценке технического состояния оборудования.

Система КПЭ представляет собой комплекс ключевых показателей, служащих индикаторами для оценки значений производительности активов, риска и затрат как по компании в целом, так и по отдельным структурным единицам.

Система КПЭ применяется к бизнес-процессам СУПА, а также содержит общие для СУПА показатели.

Общие показатели для СУПА делятся на три группы:

- показатели качества планирования и исполнения производственной программы;
- показатели надежности;
- показатели затрат.

Задание

Изучить необходимость и основы работы системы управления производственными активами сетевых компаний и ответить на вопросы ПЗ.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Какова главная задача управления производственными активами?
2. Каков основной результат внедрения систем управления активами?
3. Назовите основные проблемы препятствующие внедрению системы СУПА?
4. Как осуществляется единый подход к классификации оборудования и сооружений при построении унифицированных систем учета оборудования?
5. Какие исходные данные используются для расчета индекса технического состояния?
6. Какова логика расчёта индекса технического состояния?

7. Какие Вы знаете промышленные программы реализующие СУПА?

Повышенный уровень

1. Какие основные модули входят в состав системы СУПА?
2. Как осуществляется расчет флагов и приоритизированных списков?
3. Что понимается под управлением производственными активами?
4. Каковы основные задачи СУПА?
5. Какова цель управления производственными активами?
6. Какие задачи решает СУПА?
7. Каковы принципы управления производственными активами?
8. Каковы принципы анализа эффективности управления производственными активами?

Рекомендуемая литература: [1-3].

Практическое занятие 14

Методы оценки остаточного ресурса технического устройства

Цель занятия – изучить методы оценки остаточного ресурса технического устройства.

В результате практического занятия студенты должны ознакомиться методами оценки остаточного ресурса технического устройства.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-16-17.

Теоретическая часть

Под остаточным ресурсом оборудования понимается суммарная наработка оборудования (в часах, кубометрах, гектарах, километрах, тоннах, циклах и т.п.) от момента проведения контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние.

Предельное состояние - состояние оборудования, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

Основанием для принятия решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации технического устройства (оборудования) являются результаты оценки его остаточного ресурса. Работоспособное техническое устройство может перейти в предельное состояние, если дальнейшее применение по назначению станет недопустимым в соответствии с требованиями безопасности, экономичности и эффективности. Достижение предельного состояния не сводится только к физическому износу. Как видно из определения, переход в предельное состояние может быть также обусловлен влиянием факторов функционального устаревания.

Обычно при достижении предельного состояния техническое устройство выводится из эксплуатации. Это не означает, что стоимость объекта, достигшего предельного состояния, равна нулю. Как показал анализ

литературы (и это подтвердилось нашими исследованиями), стоимость объекта, достигшего предельного состояния, обычно составляет 10-20 процентов от начальной стоимости. Эта стоимость может включать стоимость оставшихся деталей, материалов и т.п.

Законодательно установлено, что расчет остаточного ресурса обязателен для объектов подназорных Ростехнадзору (в составе экспертизы промбезопасности), для иных технических устройств эта процедура не обязательна. Данное требование исходит из статьи 7 Федерального закона №116-ФЗ.

Если техническим регламентом не установлена иная форма оценки соответствия технического устройства, применяемого на опасном производственном объекте, обязательным требованиям к такому техническому устройству, оно подлежит экспертизе промышленной безопасности:

- по истечении срока службы или при превышении количества циклов нагрузки такого технического устройства, установленных его производителем;
- при отсутствии в технической документации данных о сроке службы такого технического устройства, если фактический срок его службы превышает двадцать лет;

Напоминаем, что проведение расчета остаточного ресурса оборудования входит в экспертизу промышленной безопасности и является ее частью.

На первый взгляд, кажется, что если техническое устройство попадает под действие технического регламента, расчет остаточного ресурса проводить в выше указанных случаях не надо. Это не совсем верно по двум причинам:

• Причина 1. Данный пункт распространяется только на новые технические устройства и имеющие сертификат в соответствии с техническим регламентом. Устройства бывшие в эксплуатации сертифицировать нельзя.

• Причина 2. В технических регламентах не содержится иная форма оценки технических устройств по истечению нормативного срока эксплуатации, данные требования указаны во ФНиП, РД, ПБ, ГОСТ и т.п. По этому, как только истечет нормативный срок эксплуатации или срок службы превысит 20 лет, то данным техническим устройствам нужно рассчитывать остаточный ресурс.

Технические устройства (оборудование) бывают подназорные и не подназорные Ростехнадзору. В случае, если оборудование поднадзорно Ростехнадзору, то провести расчет остаточного ресурса недостаточно. В этом случае проводится экспертиза промышленной безопасности с целью продления нормативного срока эксплуатации оборудования, в которую будет входить расчет остаточного ресурса.

Основным законом, регулирующим деятельность в области промышленной безопасности является Федеральный закон №116-ФЗ, который

касается только опасных производственных объектов. Если ваш объект не попадает под действие Федерального закона №116-ФЗ и отсутствуют опасные производственные объекты, то поднадзорного оборудования у вас нет.

В случаях, когда вы имеете опасный производственный объект, необходимо понять имеет ли или не имеет признак опасности техническое устройство, входящее в состав данного объекта. Нормативных актов в этой области много, поэтому приведем алгоритм, по которому можно определить поднадзорно техническое устройство или не поднадзорно.

- Этап 1. Найдите параметры технического устройства (давление, температура, среда, грузоподъемность, тип). Данные параметры содержатся в паспорте технического устройства;

- Этап 2. Найдите Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности (далее ФНиП ПБ), регламентирующие эксплуатацию данного технического устройства;

- Этап 3. Определите, попадает ли техническое устройство под действие данных ФНиП ПБ. В данных нормативных правовых актах четко указано на что распространяется данный нормативный акт, а на что не распространяется. Если техническое устройство входит в список исключений, то устройство не поднадзорно; Пример: Статья 2, 3 и 4 ФНиП ПБ "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением".

- Этап 4. Найдите во ФНиП ПБ раздел и(или) пункт по постановке на учет данного типа технических устройств. В данном разделе может содержаться следующая информация "Не подлежат учету в органах Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору следующие...", ваше техническое устройство может оказаться в этом списке. Данный пункт может отсутствовать во ФНиП ПБ.

Пример: Статья 148 "ФНиП ПБ "Правила безопасности опасных производственных объектов, на которых используются подъемные сооружения".

Если ваше устройство по параметрам является опасным и оно не содержится в списке исключений, то устройство поднадзорно Ростехнадзору. Рассчитывать остаточный ресурс необходимо в соответствии с нормативными актами в области промышленной безопасности.

Примечание: Газопроводы являются техническими устройствами, так считают в Ростехнадзоре. Газопровод является опасным по давлению и обращению опасного вещества, при этом объем вещества не учитывается.

Необходимость определения остаточного ресурса оборудования возникает при следующих обстоятельствах:

1. Продление нормативного срока службы оборудования.

В случае, когда технической документацией на оборудование (проектной, исполнительной и эксплуатационной) установлен нормативный срок безопасной эксплуатации, и данный срок подошел к концу, можно продлить нормативный срок безопасной эксплуатации, проведя расчет остаточного

ресурса. Работы по продлению срока эксплуатации технических устройств (оборудования) рекомендуется планировать и проводить таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до достижения ими нормативно установленного срока эксплуатации.

Если оборудование поднадзорно Ростехнадзору и в документации отсутствует нормативный срок эксплуатации, то нормативный срок эксплуатации устанавливается 20 лет.

2. Определение рыночной стоимости оборудования.

Когда необходимо проводить оценку стоимости оборудования, решает заинтересованное в данной оценке лицо. В данном случае, расчет остаточного ресурса может показать реальную картину состояния оборудования и возможных будущих трат. Расчет остаточного ресурса выявляет оборудование, которое не целесообразно использовать и ремонтировать. Необходимо подчеркнуть, что нормативный срок службы определяется при эксплуатации в определенных условиях и может не отражать фактического состояния оборудования.

В совокупности эксплуатация котлов в предельных режимах эксплуатации или с нарушениями (перегревом) приводит к значительному износу оборудования и росту амортизационные затраты. Это будет влиять на рыночную стоимость оборудования.

3. Использование оборудования в экстремальных условиях.

Производители оборудования указывают в документации, какие условия эксплуатации являются допустимыми. Если оборудование эксплуатируется за границами допустимых условий, происходит сверхнормативный износ оборудования, что уменьшает нормативный срок эксплуатации. Фактический износ оборудования и остаточный ресурс его можно определить, только, проведя расчет остаточного ресурса.

4. По требованию представителя Ростехнадзора.

Представитель Ростехнадзора при проведении плановой или внеплановой проверки опасного производственного объекта, в соответствии с частью 1 статьи 9 Федерального закона №116-ФЗ имеет право выписать предписание Ростехнадзора, которое обязывает провести экспертизу промышленной безопасности, а следовательно провести расчет остаточного ресурса. Решение принимается на основе визуальной и документарной проверки технического устройства.

5. В случае аварии и повреждения технического устройства.

Когда на опасном производственном объекте происходит авария и техническое устройство в следствии аварии было повреждено, требуется провести экспертизу промышленной безопасности, а следовательно провести расчет остаточного ресурса. Данная норма установлена пунктом 2 статьи 7 Федерального закона №116-ФЗ.

Основой для прогнозирования остаточного ресурса служит следующая информация:

1. диагностические данные о состоянии объекта, данные текущего оперативного контроля в процессе эксплуатации;

2. данные о нагрузках и условиях воздействия окружающей среды на объект;
3. экспериментальные сведения об элементах, определяющих ресурс.

На основе полученных данных необходимо выполнить расчеты, приведенные в таблице.

Этап	Цель	Задача
1.	Проверка работоспособности конструкции по базовым параметрам	Расчет допустимых толщин стенок или допустимых напряжений с использованием коэффициентов запаса по напряжениям
2.	Выявление «зон разрушения»	Расчет НДС конструкции численными методами с учетом особенностей геометрии
3.	Анализ предельных состояний «зон разрушения»	Расчет НДС в локальных зонах, анализ процессов деформирования и разрушения в локальных зонах с использованием коэффициентов запаса по деформациям, размерам дефектов и трещиностойкости
4.	Оценка ресурса до достижения предельных состояний	Расчет усталостной долговечности, циклической трещиностойкости с использованием коэффициентов запаса по долговечности
5.	Оценка риска разрушения	Расчет вероятности разрушения и ущерба от аварии, вызванной разрушением

Существует два метода расчета остаточного ресурса оборудования: метод использования математических моделей и метод экспертных оценок. Данные методы могут применяться, как дифференцировано, так и вместе. При этом необходимо подчеркнуть, что при принятии решения о величине остаточного ресурса технического устройства (составных частей и агрегатов) и сроках дальнейшей безопасной эксплуатации основным методом является экспертный.

Математические методы определения остаточного ресурса могут использоваться при соблюдении всех этих условий. Разработаны математические и статистические методы определения остаточного ресурса при малоцикловых нагрузках, по измерениям контролируемого параметра, а также остаточный ресурс составных частей машин и другие. Все это делается путем применения стандартизированных методик. Общая концепция математической модели такова, что для определения остаточного ресурса оборудования необходимо соблюдать ряд условий:

1. Необходимо знать определяющие параметры технического состояния (далее - ПТС) оборудования.
2. Должно быть известно, по каким критериям определяется предельное состояние оборудования.
3. Должна быть возможность постоянно или периодически контролировать изменения значений ПТС.

Плюсом математических методов является отсутствие человеческого фактора при оценке остаточного ресурса. Существенный недостаток данного метода заключается в не достаточной точности при определенных

обстоятельствах. Соблюсти все условия можно лишь в случаях, когда речь идет о техническом устройстве, предельное состояние которого наступает в результате коррозионных или иных деградиционных процессах материала. Если речь идет об образовании трещин и тому подобных дефектов (несплошностей), то остаточный ресурс в данном случае не представляется рассчитать с помощью математической модели, а его определение происходит с помощью метода экспертных оценок.

Сущность метода экспертных оценок заключается в проведении экспертами интуитивно-логического анализа проблемы с количественной оценкой суждений и обработкой результатов. Получаемое в результате обработки обобщенное мнение экспертов принимается как решение проблемы. Алгоритм экспертного обследования технических устройств (оборудования) заключается в следующем:

1. Анализ повреждений, установление механизма их возникновения, определяющих параметр фактического технического состояния.
2. Анализ повреждений и параметров технического состояния, проводимого на основании полученных данных при рассмотрении технической документации, оперативной диагностики и экспертном обследовании, установление текущего технического состояния, уровня и механизмов повреждения, фактической нагруженности, необходимых для прогнозирования развития этого состояния, в соответствии с установленными закономерностями основных механизмов повреждения, до достижения параметров технического состояния значений, при которых техническое устройство переходит в предельное состояние.
3. Установление закономерностей изменения определяющих параметров технического состояния, предельных состояний и их критериев.
4. Обоснование вариантов решений о возможности дальнейшей эксплуатации технического устройства.
5. Заключение.

Выбор метода прогнозирования остаточного ресурса зависит от условий эксплуатации, характера преобладающего процесса деградации (изнашивания, коррозии, усталости, ползучести и др.), необходимой точности и достоверности прогноза, а также от технических возможностей реализации метода. В основе механизма выбора метода - требуемый объем диагностических мероприятий и достаточно надежная система экспертной оценки результатов. При невысоких требованиях к точности и достоверности применяются упрощенные методы. В случае необходимости гарантированных оценок используются уточненные методы, в том числе, базирующиеся на теории надежности.

Оценка работоспособности оборудования по результатам диагностических обследований обычно осуществляется путем выявления возникших повреждений, определения их величины и сопоставления с их

предельно допустимыми нормативными значениями. Выявленные дефекты относят к допустимым или недопустимым и принимают решение о возможности дальнейшей эксплуатации, необходимости ремонта оборудования, его модернизации или утилизации.

При эксплуатации емкостных конструкций энергетических установок, например, сосудов, фактически действующие нагрузки и напряжения в их элементах отличаются от расчетных, могут возникать различные повреждения, которые создают дополнительные концентрации напряжений. Поэтому при оценке остаточного ресурса сосудов необходимо проведение исследования их циклического напряженного состояния с учетом имеющихся концентраторов напряжений для определения фактического и допускаемого числа циклов нагружения. Остаточный ресурс определяется вычитанием из допускаемого числа циклов нагружения их фактического значения.

Такой метод применим для оценки остаточного ресурса барабанов котлов, аккумулирующих баков, теплообменных аппаратов, различных сосудов, работающих под давлением и с тепловой нагрузкой. Данная методика не может быть рекомендована для оценки остаточного ресурса сосудов при наличии в их элементах дефектов типа раковин и трещин.

Диагностирование остаточного ресурса оборудования по изменению параметров его технического состояния используется для прогнозирования изнашивания и других монотонных процессов ухудшения технического состояния узлов и агрегатов машин, оборудования и приборов. Он заключается в получении (экспериментально или аналитически) функции, характеризующей процесс изменения параметра технического состояния при всех возможных вариантах его изменения. Остаточный ресурс определяется как отношение величины параметра технического состояния к моменту контроля к его предельному значению с учетом нормативного отклонения. Данная методика может быть рекомендована, если изменение ПТС к моменту контроля составляет не менее половины предельного отклонения параметра. В этом случае погрешность прогнозирования не превышает 8-9%.

Оценка остаточного ресурса по изменению технологических параметров используется в тех случаях, когда технологические показатели оборудования (давление, температура, расход теплоносителей и пр.) монотонно изменяются во времени (по наработке), для прогнозирования остаточного ресурса может быть применена статистическая методика, использующая при обработке материалов законы изменения технологического параметра с оценкой соответствующих показателей на базе метода наименьших квадратов. Алгоритм разработан для линейного, квадратичного и экспоненциального законов изменения показателя назначения. Данная методика может быть рекомендована для оценки остаточного ресурса цилиндров компрессора, теплообменных аппаратов, насосов, трубопроводов и др.

Диагностирование остаточного ресурса по развитию коррозионных повреждений. Заключается в проведении периодических обследований оборудования, при которых должны быть проведены измерения в точках,

равномерно распределенных по поверхности, максимальной глубины коррозии. По результатам замеров выполняется расчет скорости коррозии.

Данная методика может быть рекомендована для оценки остаточного ресурса больших поверхностей оборудования, находящихся в одинаковых условиях эксплуатации и образования коррозии. Если невозможно измерить глубину коррозии на всех участках обследуемой поверхности, то измерения осуществляют выборочно. Для участков поверхности, существенно отличающихся по условиям эксплуатации и образования коррозии (местные перегревы, повышенные скорости технологической среды и т.п.), применение данного метода нецелесообразно, так как неравномерность коррозии и ее глубина и будут зависеть главным образом от различий этих условий.

Оценка остаточного ресурса по изменению показателей качества и эффективности работы оборудования выполняется путем контроля изменения таких параметров, как производительность, коэффициент полезного действия, уровень вибрации и шума, величина утечки через уплотнения, можно по мере приближения их значений к предельно допустимым прогнозировать момент наступления отказа.

Методика заключается в оценке остаточного ресурса путем статистической обработки значений измеренных параметров технического состояния. Ее использование дает удовлетворительную погрешность прогнозирования, если продолжительность наблюдений составляет не менее 20% от ожидаемой наработки до предельного состояния. При этом число измерений в ходе испытаний для монотонных процессов зависит от доверительной вероятности и допустимой ошибки, а для немонотонных составляет не менее 100.

Оценка остаточного ресурса по эквивалентной температуре эксплуатации заключается в определении скорости наружной коррозии, которая зависит от эквивалентной рабочей температуры, приведенного напряжения в стенке конструкции и доли использования ресурса, равной отношению срока эксплуатации элемента ко времени до его разрушения.

Данная методика может быть рекомендована для оценки остаточного ресурса оборудования, эксплуатирующегося при высоких температурах, например трубчатых систем теплообменных аппаратов, радиационных поверхностей нагрева, корпусных деталей топки котла и т.п.

При оценке остаточного ресурса по приведенным напряжениям и эквивалентному давлению расчет ведется по одному из известных эксплуатационных параметров: приведенным напряжениям, эквивалентной температуре, эквивалентному давлению, эквивалентной наработке. Вид зависимостей определяется формой образцов и материалом, из которого они выполнены. Данная методика может быть рекомендована для оценки остаточного ресурса змеевиковых теплообменников и коллекторов котла, трубопроводных систем.

Оценка остаточного ресурса по коэффициенту асимметрии нагружения при несимметричных нагрузках расчет заключается в определении коэффициента асимметрии нагружения, который зависит от температурных

колебаний, числа циклов для режимов пусков-остановов, возможности теплового и гидроудара в процессе эксплуатации. При этом оценка остаточного ресурса дается по величине накопленных повреждений в металле.

Данная методика позволяет проводить лишь приближенную оценку остаточного ресурса и может быть рекомендована для оборудования и его элементов, подвергающихся несимметричным нагрузкам.

Оценка остаточного ресурса приборными методами наряду со средствами неразрушающего контроля применяют встроенные приборы, предназначенные для непосредственной оценки остаточного ресурса. Это счетчики ресурса, индикаторы нагруженности и датчики повреждений цифрового и аналогового типов. К первому типу относятся устройства, основу которых составляют микропроцессоры, бортовые ЭВМ и т.п. Они фиксируют в цифровой форме историю нагружения данного конструктивного элемента, например, последовательность деформаций при циклическом нагружении.

Основу счетчиков аналогового типа составляют чувствительные элементы - датчики, установленные на объекте и подвергаемые тем же воздействиям, что и исследуемый объект. Вследствие возникающих в датчике необратимых повреждений его рабочие параметры меняются. Измеряя эти параметры, можно сделать выводы о степени повреждения соответствующего узла, агрегата или детали. В качестве чувствительных элементов используют проволочные, фольговые или полупроводниковые тензорезисторы.

Задание

Изучить методы оценки остаточного ресурса технического устройства и ответить на вопросы к практическому занятию

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Как определить поднадзорно техническое устройство или не поднадзорно.
2. Что является основанием для принятия решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации технического устройства?
3. При каких обстоятельствах возникает необходимость определения остаточного ресурса оборудования?
4. Какая информация является основой для прогнозирования остаточного ресурса?
5. Какие математические методы используются для определения остаточного ресурса?
6. Как выполняется оценка остаточного ресурса по циклам нагружения?
7. Как выполняется диагностирование остаточного ресурса по развитию коррозионных повреждений?

Повышенный уровень

1. Как выполняется оценка остаточного ресурса по изменению технологических параметров?
2. Как выполняется оценка остаточного ресурса по изменению показателей качества и эффективности работы оборудования.

3. Как выполняется оценка остаточного ресурса по эквивалентной температуре эксплуатации
 4. Как выполняется оценка остаточного ресурса по приведенным напряжениям и эквивалентному давлению?
 5. Как выполняется оценка остаточного ресурса по коэффициенту асимметрии нагружения?
 6. Как выполняется оценка остаточного ресурса приборными методами?
- Рекомендуемая литература: [1-3].*

Практическое занятие 15

Изучение способа расчета индекса технического состояния оборудования

Цель занятия – изучить методики расчета индекса технического состояния оборудования.

В результате практического занятия студенты должны получить навыки расчета индекса технического состояния оборудования.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-15-16.

Теоретическая часть

К основному технологическому оборудованию объектов электроэнергетики, в отношении которого производится оценка технического состояния относятся паровые турбины, установленной мощностью 5 МВт и более;

- паровые (энергетические) котлы, обеспечивающие паром паровые турбины установленной мощностью 5 МВт и более;
- гидротурбины, установленной мощностью 5 МВт и более;
- газовые турбины, установленной мощностью 5 МВт и более;
- гидрогенераторы, номинальной мощностью 5 МВт и более;
- турбогенераторы, номинальной мощностью 5 МВт и более;
- силовые трансформаторы напряжением 110 кВ и выше;
- линии электропередачи (далее - ЛЭП) напряжением 35 кВ и выше (далее - основное технологическое оборудование).

Оценка технического состояния основного технологического оборудования представляет собой процесс определения интегрального показателя технического состояния (индекса технического состояния).

Результатами оценки технического состояния основного технологического оборудования являются:

- индекс технического состояния функциональных узлов;
- индекс технического состояния единицы основного технологического оборудования;
- индекс технического состояния группы оборудования и сооружений объектов электроэнергетики.

Индекс технического состояния принимает значения в диапазоне от 0 (наихудшее значение) до 100 (наилучшее значение).

Для целей применения Методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства, утвержденной постановлением Правительства Российской Федерации от 19.12.2016 № 1401 (Собрание законодательства Российской Федерации, 2016, № 52, ст. 7665) (далее - методика комплексного определения), рассчитанное в соответствии с настоящей методикой значение индекса технического состояния масштабируется путем деления на 100.

Оценка технического состояния основного технологического оборудования осуществляется путем сопоставления фактических значений параметров технического состояния функциональных узлов со значениями, установленными нормативной и технической документацией, а также организациями-изготовителями, и последующего определения индексов технического состояния функциональных узлов и оборудования в целом.

Диапазоны индекса технического состояния функциональных узлов, единиц основного технологического оборудования, групп оборудования и сооружений объектов электроэнергетики в целях соответствия видам технического состояния оборудования и (или) объектов электроэнергетики, определенным методикой комплексного определения, приведены в таблице 15.1.

Таблица 15.1 – Диапазоны индекса технического состояния функциональных узлов

Диапазон индекса технического состояния	Вид технического состояния	Визуализация (цвет)
≤ 25	Критическое	
$25 < n \leq 50$	Неудовлетворительное	
$50 < n \leq 70$	Удовлетворительное	желтый
$70 < n \leq 85$	Хорошее	
$85 < n \leq 100$	Очень хорошее	

Оценка технического состояния основного технологического оборудования должна производиться при формировании и актуализации перспективных (многолетних) графиков ремонта, годовой ремонтной программы, комплекса мероприятий по техническому перевооружению и реконструкции, а также после технического воздействия, которое привело к изменению технического состояния, но не реже одного раза в год.

Значения отдельных параметров технического состояния основного технологического оборудования, которые не могут быть актуализированы ввиду отсутствия в течение года технического воздействия, обследований, технических освидетельствований, а также замеров на выведенном в ремонт оборудовании, для расчета индекса технического состояния принимаются такими же, как в предыдущем году.

Оценка технического состояния основного технологического оборудования осуществляется на основе следующей информации:

- данные организации-изготовителя;

- данные технической диагностики в процессе входного контроля (до монтажа, после монтажа, в ходе монтажа, до технического воздействия, после технического воздействия, в ходе технического воздействия);

- данные испытаний (пусковые, режимно-наладочные после монтажа, технического воздействия, предремонтные (до останова для технического воздействия) и режимно-эксплуатационные в процессе эксплуатации);

- данные мониторинга и технической диагностики, полученные в процессе эксплуатации: в результате постоянного контроля состояния основного технологического оборудования и технологических систем (данные обходов и осмотров оборудования, журнал дефектов, суточные ведомости), по результатам проведения технических освидетельствований оборудования, а также зафиксированные автоматизированными системами управления технологическим процессом.

Расчет индекса технического состояния основного технологического оборудования осуществляется в следующей последовательности:

- оценка параметров технического состояния функциональных узлов и общих параметров технического состояния, не относящихся к функциональным узлам основного оборудования;

- оценка группы параметров технического состояния функциональных узлов и группы общих параметров технического состояния, не относящихся к функциональным узлам;

- расчет индекса технического состояния функциональных узлов и индекса технического состояния узла, содержащего общие параметры технического состояния, не относящиеся к функциональным узлам (далее - обобщенный узел);

- расчет индекса технического состояния единицы основного технологического оборудования;

- расчет индекса технического состояния группы оборудования и сооружений.

Схема порядка оценки технического состояния основного технологического оборудования (расчет индекса технического состояния) приведена в приложении № 3 к настоящей методике.

Для оценки параметров технического состояния функциональных узлов и общих параметров технического состояния, не относящихся к функциональным узлам, субъект электроэнергетики определяет фактические значения таких параметров на основании приведенных в пункте 2.6 настоящей методики данных в соответствии с приведенными в приложении № 4 к настоящей методике единицами измерения и возможными фактическими значениями параметров.

Каждый параметр технического состояния функционального узла и общих параметров технического состояния, не относящихся к функциональным узлам, оценивается в соответствии с балльной шкалой оценки отклонения фактических значений таких параметров от предельно-допустимых значений, установленных нормативной и технической и (или)

конструкторской (проектной) документацией, согласно приложению № 5 к настоящей методике.

Диапазоны балльной шкалы оценки характеризуют качественную оценку параметров технического состояния функциональных узлов и общих параметров технического состояния, не относящихся к функциональным узлам, и соответствующий уровень выполнения требуемых функций:

"4" - отсутствует отклонение измеренных параметров от требований нормативной и технической и (или) конструкторской (проектной) документации, оборудование выполняет требуемые функции в полном объеме;

"3" - измеренные параметры находятся в пределах значений, определенных нормативной и технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией, но появилась тенденция ухудшения значения такого параметра;

"2" - измеренные параметры находятся в пределах значений, определенных нормативной и технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией, но возникает угроза наступления отказов;

"1" - измеренные параметры находятся на уровне предельно-допустимых значений, определенных нормативной и технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией, оборудование выполняет требуемые функции не в полном объеме;

"0" - измеренные параметры находятся за пределами предельно-допустимых значений, определенных нормативной и технической документацией и (или) конструкторской (проектной) документацией.

В случае наличия у единицы основного технологического оборудования нескольких функциональных узлов одного вида для расчета индекса технического состояния такой единицы основного технологического оборудования используется минимальный индекс технического состояния среди таких функциональных узлов. При этом, особенности расчета индекса технического состояния ЛЭП определены в пункте 3.9 настоящей методики.

В случае если индекс технического состояния основного технологического оборудования, рассчитанный в соответствии с пунктом 3.7 настоящей методики, превышает значение "50" и определенный в соответствии с пунктом 3.5 настоящей методики индекс технического состояния одного из функциональных узлов такого оборудования не превышает значение "25", то индексу технического состояния такого оборудования присваивается значение "50".

Расчет индекса технического состояния ЛЭП осуществляется в соответствии с пунктом 3.7 настоящей методики, если количество функциональных узлов ("Опора" и "Пролет") ЛЭП с рассчитанным в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики индексом технического состояния, не превышающим значение "50", менее 15 процентов от общего числа таких функциональных узлов. В случае если количество функциональных узлов ("Опора" и "Пролет") ЛЭП с рассчитанным в

соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики индексом технического состояния, не превышающим значение "50", равно или более 15 процентов от общего числа таких функциональных узлов, то расчет индекса технического состояния такой ЛЭП ($ИТС_{ЛЭП}$) осуществляется по формуле 15.3:

$$ИТС_{ЛЭП} = \sum (ИТС_{Уi}) / КУ, \quad (15.3)$$

где КУ - количество функциональных узлов ЛЭП с рассчитанным в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики индексом технического состояния, не превышающим значение "50";

$ИТС_{Уi}$ - индекс технического состояния i -го функционального узла ЛЭП с рассчитанным в соответствии с пунктами 3.5 и 3.6 настоящей методики индексом технического состояния, не превышающим значение "50".

Расчет индекса технического состояния группы однотипного основного технологического оборудования ($ИТС^Э$) осуществляется по формуле 15.5:

$$ИТС^Э = \frac{\sum_i (P_i \times ИТС_i)}{\sum_i P_i} \quad (15.5)$$

где $ИТС_i$ - индекс технического состояния i -ой единицы основного технологического оборудования в оцениваемой группе;

P_i - характерный виду основного технологического оборудования показатель приведения, принимаемый для:

- паровых турбин - номинальная активная электрическая мощность;
- гидротурбин - номинальная активная электрическая мощность;
- паровых энергетических котлов - номинальная паропроизводительность;
- турбогенераторов - номинальная активная электрическая мощность;
- гидрогенераторов - номинальная активная электрическая мощность;
- силовых трансформаторов - номинальная полная электрическая мощность;
- линий электропередачи - протяженность.

Индекс технического состояния группы основного технологического оборудования, объединенного в одну технологическую цепочку, определяется минимальным индексом технического состояния единицы технологического оборудования, входящего в такую цепочку.

Расчет совокупного индекса технического состояния основного технологического оборудования субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения ($ИТС^{СЭ}$) осуществляется по формуле 15.6:

$$ИТС^{СЭ} = \frac{\sum_i (N_{при} \times ИТС_i)}{\sum_i N_{при}} \quad (15.6)$$

где $ИТС_i$ - индекс технического состояния оборудования i -ого объекта электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения;

$N_{\text{пр}i}$ - приведенная мощность i -ого объекта электроэнергетики субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения.

Приведенная мощность объектов электроэнергетики рассчитывается в соответствии с приложением № 9 к настоящей методике.

Схема порядка принятия решения о виде технического воздействия на основное технологическое оборудование приведена в приложении № 10 к настоящей методике.



Рисунок 15.1 – Схема порядка принятия решения о виде технического воздействия на основное технологическое оборудование

Установлен порядок оценки технического состояния основного технологического оборудования и линий электропередачи объектов электроэнергетики.

Оценка техсостояния основного технологического оборудования должна производиться при формировании и актуализации перспективных (многолетних) графиков ремонта, годовой ремонтной программы, комплекса мероприятий по техпереворужению и реконструкции, а также после технического воздействия, которое привело к изменению техсостояния, но не реже 1 раза в год.

Прописана методика определения оптимального вида, состава и стоимости технического воздействия на оборудование (группы оборудования).

Задание

Изучить методики комплексного определения показателей технико-экономического состояния объектов электроэнергетики, в том числе показателей физического износа и энергетической эффективности объектов электросетевого хозяйства и ответить на вопросы практического занятия.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Что является результатами оценки технического состояния основного технологического оборудования?
2. В каком диапазоне может изменяться индекс технического состояния?
3. Как выполняется оценка технического состояния основного технологического оборудования?
4. На основе какой информации осуществляется оценка технического состояния основного технологического оборудования?
5. В какой последовательности осуществляется расчет индекса технического состояния основного технологического оборудования?

Повышенный уровень

1. По какой формуле выполняется расчет индекса технического состояния функциональных узлов и обобщенного узла?
2. По какой формуле выполняется расчет индекса технического состояния единицы основного технологического оборудования ?
3. По какой формуле выполняется расчет индекса технического состояния ЛЭП?
4. По какой формуле выполняется расчет индекса технического состояния группы однотипного основного технологического оборудования?
5. По какой формуле выполняется расчет совокупного индекса технического состояния основного технологического оборудования субъекта электроэнергетики или его обособленного подразделения ?

Рекомендуемая литература: [1, 3].

Практическое занятие 16

Изучение методик ремонта оборудования

Цель занятия – изучить методики ремонта электрооборудования и электрических сетей

В результате практического занятия студенты должны ознакомиться с методиками выполнения ремонта электрооборудования и электрических сетей

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-16-17.

Теоретическая часть

Объем работ, выполняемых при капитальном ремонте трансформаторов 110 кВ и выше.

Капитальный ремонт трансформатора без разборки его активной части включает в себя следующие стадии работ: разборку вспомогательного оборудования; подъем съемной части бака (колокола) или крышки и активной части (у трансформаторов с верхним разъемом бака) и установку их на ремонтной площадке; осмотр и ремонт активной части; осмотр и ремонт вспомогательного оборудования; контрольную подсушку или сушку изоляции активной части; испытания.

Разборка вспомогательного оборудования. Перед разборкой трансформатор осматривают снаружи, выясняют, какие неисправности наблюдались в работе, проверяют работу систем охлаждения и устройств переключения ответвлений обмоток; осматривают арматуру, сварные швы, армировку изоляторов, уплотнения и составляют опись внешних дефектов. Затем измеряют изоляционные характеристики R_{60}/R_{15} , $\tan \delta$, C_2/C_{50} , проводят сокращенный анализ и измерение $\tan \delta$ масла из бака. Потом сливают масло из бака с подсосом воздуха через осушитель и измеряют $\Delta C/C$ изоляции трансформатора.

После выполнения указанных работ демонтируют приборы контроля, устройства защиты, автоматики и управления системой охлаждения. Снятые приборы сдают в лабораторию на проверку.

Далее снимают расширитель, предохранительную трубу, термосифонный фильтр и охладители. Отсоединяют и снимают с помощью специальных траверс маслонаполненные вводы СН, ВН и вводы НН. Перед снятием вводы НН отсоединяют от гибких отводов через люки.

Подъем съемной части. Перед подъемом съемной части равномерно ослабляют и снимают болты по всему периметру разъема бака. Освобождают распорные болты между баком и активной частью. Выполняют строповку крышки бака или колокола, приподнимают их с помощью лебедки или крана и устанавливают на ремонтной площадке, у мощных трансформаторов с нижним разъемом активная часть обнажается при снятии колокола. Для ремонта она, как правило, остается на поддоне. У трансформаторов, баки которых имеют верхний разъем, активная часть вынимается из бака и устанавливается на ремонтной площадке.

Осмотр и ремонт активной части. При ремонте проверяется состояние изоляции обмоток, прессующих деталей обмоток, отводов и болтовых соединений, изоляционных цилиндров, барьеров и перегородок; магнитопровода и его заземления, изоляции стяжных шпилек, прессующих колец ярмовых балок и бандажей; переключателя ответвлений обмоток.

Для осмотра обмоток и магнитопровода трансформатора необходимо прежде всего демонтировать изоляционные перегородки и другие элементы его главной изоляции. При снятии перегородок следует проверить, не касаются ли они обмоток и отводов, а также нет ли следов электрических разрядов между ними. Главную изоляцию проверяют внешним осмотром и считают ее пригодной для дальнейшей эксплуатации, если электрокартон не хрупок и при сгибании вдвое не ломается. Бакелитовые цилиндры

осматривают и проверяют, нет ли на их поверхности трещин, следов разряда, не расслаиваются ли они. Поврежденные цилиндры заменяют новыми.

При осмотре изоляции обмоток проверяют, не имеет ли она повреждений, разбуханий, и определяют ее механическую прочность. При обнаружении преждевременного старения изоляции (хрупкость, потеря эластичности) выясняют причины этого явления и принимают меры к их устранению. При осмотре прессующих деталей (брусьев, шайб, колец) проверяют их состояние и достаточность прессовки обмоток. Важно установить отсутствие деформации и смещения обмоток, что может быть результатом слабой прессовки. При необходимости обмотки подпрессовывают с помощью изоляционных брусьев и клиньев.

При осмотре отводов проверяют состояние их изоляции паек и контактов, а также крепящих отводы изоляционных деталей. Разъемные контакты отводов разбирают и зачищают. Паяные контакты, имеющие дефекты, переделывают заново. Нарушенную изоляцию контактов заменяют новой.

Магнитопровод осматривают во всех доступных для осмотра местах. При этом проверяют плотность сборки пакетов стали, отсутствие следов нагрева, целостность заземления и соединений прессующих колец и ярмовых балок с магнитопроводом. Степень прессовки стали магнитопровода проверяют специальным ключом путем приложения к гайкам прессующих шпилек нормированных усилий.

Состояние изоляции листов стали проверяют измерением сопротивления постоянному току лаковой пленки пакетов стали и всего магнитопровода.

Сопротивление изоляции стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок проверяют мегаомметром на 1000- 2500 В. Сопротивление изоляции при этом не нормируется, устанавливается лишь отсутствие замыканий.

У трансформаторов, имеющих переключатели ПБВ, проверяют состояние валов, изоляционных цилиндров, деталей крепления, исправность контактов и достаточность их нажатия. Переключатель должен легко перемещаться из одного положения в другое.

У трансформаторов, снабженных устройствами РПН, проверяют исправность всех механизмов переключателя: валов, шестерен, кулачков сцепления и пр. Обращается внимание на отсутствие люфтов в кинематической схеме привода.

Проверяют состояние реакторов (или резисторов), надежность работы и отсутствие нагара на контактах контактора и избирателя. При необходимости устанавливают новые пары контактов. В баке контактора заменяют масло.

В процессе ремонта переключающего устройства измеряют переходное сопротивление его контактов и силу контактного нажатия. Переходное сопротивление одного контакта, измеренное микроомметром, не должно выходить за пределы 10-20 мкОм. Силу контактного нажатия измеряют динамометром, с помощью которого оттягивают подвижный контакт до тех пор, пока не выпадет контрольный щуп, зажатый между контактами. Результаты измерений сравнивают с паспортными данными.

После тщательного осмотра, проверки и устранения всех выявленных дефектов и повреждений активная часть трансформатора промывается струей сухого горячего (60 °С) масла той же марки, которым трансформатор был заполнен до ремонта.

Осмотр и ремонт отдельных узлов и вспомогательного оборудования. К осмотру и ремонту бака и его арматуры приступают непосредственно после снятия колокола или выемки из бака активной части. Наружную поверхность бака и крышки очищают от грязи, устраняют места течи масла, заменяют уплотнения, восстанавливают поврежденную окраску поверхности бака.

При ремонте расширителя и выхлопной трубы выявляют и устраняют места течи масла в сварных швах. Осмотр внутренней поверхности расширителя производят через боковые люки. При этом стенки расширителя, отстойник и маслоуказатель очищают от загрязнений и промывают горячим маслом. Заменяют все дефектные уплотнения. Проверяют целостность мембраны выхлопной трубы и качество ее уплотнения.

Термосифонные и адсорбционные фильтры проверяют на отсутствие течи масла (при необходимости ремонтируют), очищают и заполняют свежим высушенным адсорбентом. Воздухоосушитель также очищают, проверяют исправность масляного затвора, заменяют основной и индикаторный силикагель.

Навесные радиаторы у трансформаторов с системой охлаждения очищают, ремонтируют и промывают горячим маслом. Аналогичным образом поступают с охладителями и маслопроводами систем охлаждения ДЦ и Ц. Радиаторы и системы охлаждения ДЦ и Ц испытывают на герметичность.

Циркуляционные насосы, вентиляторы и их электродвигатели полностью разбирают, осматривают и заменяют износившиеся детали (подшипники, рабочие колеса и пр.). У электродвигателей проверяют состояние обмоток, паек, креплений. Мегаомметром на 500 В измеряют значение сопротивления изоляции (допустимое значение не менее 0,5 МОм). Вентиляторы дутья вместе с электродвигателями балансируют (значение вибрации должно быть не более 60 мкм).

Маслонаполненные и фарфоровые вводы очищают и осматривают для выявления трещин в фарфоре, проверки креплений, контактов, надежности уплотнений. В маслонаполненных вводах заменяют масло. Ремонтные работы связанные с разборкой вводов, проводят в специализированных мастерских.

Сборка трансформатора после ремонта. После выполнения ремонтных работ активную часть трансформатора имеющего верхний разъем, поднимают и опускают в бак. Затем устанавливают резиновые прокладки и крышку бака. У трансформаторов с нижним разъемом устанавливают на поддон съемную часть - колокол. Разъем равномерно стягивают болтами. Активную часть раскрепляют внутри бака. После этого устанавливают вводы и соединяют их с отводами от обмоток. Устанавливают газоотводные трубы. Расширитель и выхлопную трубу пока не устанавливают, их люки и все отверстия в съемной части бака плотно закрывают заглушками.

Собранный таким образом трансформатор проверяют на герметичность путем создания в баке разрежения. Проверкой выявляется качество сварных швов и уплотнений. Чтобы не повредились крышки вводов при создании вакуума в трансформаторе, их до начала проверки соединяют временными резиновыми шлангами с вакуумным пространством бака. Трансформатор считают герметичным, если не будет выявлено никаких дефектов и значительного изменения первоначального значения разрежения в течение 1 ч.

Трансформатор выдерживают под вакуумом от 6 до 10 ч. Затем при работающем вакуумном насосе бак трансформатора заполняют сухим при температуре 50-60 °С маслом до уровня на 150-200 мм ниже уровня крышки. Вакуум в трансформаторе снимают постепенной подачей воздуха в пространство над маслом через силикагелевый воздухоосушитель.

После заполнения трансформатора маслом проводят его окончательную сборку: устанавливают расширитель и выхлопную трубу, контрольно-сигнальные устройства; монтируют систему охлаждения и термосифонные фильтры. Затем в трансформатор доливают масло до уровня, соответствующего температуре окружающего воздуха.

На полностью собранном и залитом маслом трансформаторе с регулированием напряжения над нагрузкой проверяют работу переключающего устройства.

В заключение для определения плотности всех соединений и сварных швов трансформатор в течение 3 ч испытывают избыточным давлением столба масла высотой 0,6 м. над высшим уровнем масла в расширителе.

Текущий и капитальный ремонт трансформаторов

В процессе эксплуатации отдельные части трансформатора под влиянием термических, электродинамических, механических и других воздействий постепенно теряют свои первоначальные свойства и могут прийти в негодность.

В целях своевременного обнаружения и устранения развивающихся дефектов и предупреждения аварийных отключений для трансформаторов периодически проводятся текущие и капитальные ремонты.

Текущий ремонт трансформатора производится в следующем объеме:

- а) наружный осмотр и устранение обнаруженных дефектов, поддающихся устранению на месте,
- б) чистка изоляторов и бака,
- в) спуск грязи из расширителя, доливка в случае необходимости масла, проверка маслоуказателя,
- г) проверка опускного крана и уплотнений,
- д) осмотр и чистка охлаждающих устройств,
- е) проверка газовой защиты,
- ж) проверка целостности мембраны выхлопной трубы,
- з) проведение измерений и испытаний.

Для трансформаторов с регулированием напряжения под нагрузкой производятся внеочередные ремонты регулирующего устройства в

соответствии с указаниями заводской инструкции в зависимости от числа произведенных переключений.

При ремонте трансформаторов с принудительным маслосистемным охлаждением следует обратить особое внимание на отсутствие подсоса воздуха в систему циркуляции масла и на проверку герметичности охладителей.

Герметичность охладителей проверяется путем создания избыточного давления поочередно со стороны масляной, а затем водяной системы согласно действующим инструкциям.

Периодичность чистки и испытания охладителей зависит от местных условий (загрязнения воды, состояния охладителей) и производится не реже 1 раза в год.

При ремонте проверяется также состояние термосифонных фильтров и воздухоосушителей.

У маслосистемных вводов трансформаторов при ремонте производятся отбор пробы масла, доливка масла, в случае необходимости — и измерение тангенса угла диэлектрических потерь (не реже 1 раза в 6 лет).

Ввиду того что масло в вводах трансформаторов через несколько лет работы приходит в негодность, при ремонте иногда возникает необходимость смены ввода. Опыт эксплуатации также показывает, что для маслосистемных вводов с барьерной изоляцией через 10 - 12 лет работы на трансформаторах недостаточна только смена масла, а необходим капитальный ремонт с разборкой, чисткой и при необходимости сменной изоляции ввода.



Капитальный ремонт трансформаторов.

Трансформатор имеет достаточно большие запасы электрической прочности изоляции и является весьма надежным аппаратом в эксплуатации.

Трансформаторы имеют маслосистемную изоляцию. В качестве основной твердой изоляции для трансформатора используется прессшпан. Изготавливаемый до последнего времени отечественными заводами прессшпан дает с течением времени усадку, что является его существенным недостатком.

Как правило, для трансформаторов применяется жесткая система запрессовки обмотки, которая не обеспечивает автоматическую подпрессовку обмотки по мере усадки прессшпана. Поэтому после нескольких лет работы для трансформаторов предусматривается проведение капитальных ремонтов, при которых основное внимание должно быть уделено подпрессовке обмоток.

При отсутствии необходимых подъемных приспособлений капитальный ремонт допускается производить с осмотром сердечника в баке (при снятой крышке), если при этом обеспечена возможность производства подпрессовки и расклиновки обмоток.

Для ответственных трансформаторов первоначальный срок капитального ремонта после ввода в эксплуатацию установлен в 6 лет, для остальных — по результатам испытаний по мере необходимости.

Капитальный ремонт трансформатора производится в следующем объеме:

- а) вскрытие трансформатора, подъем сердечника (или съемного бака) и осмотр его,
- б) ремонт магнитопровода, обмоток (подпрессовка), переключателей и отводов,
- в) ремонт крышки, расширителя, выхлопной трубы (проверка целостности мембраны), радиаторов, термосифонного фильтра, воздухоосушителя, кранов, изоляторов,
- г) ремонт охлаждающих устройств,
- д) чистка и окраска бака,
- е) проверка контрольно-измерительных приборов, сигнальных и защитных устройств,
- ж) очистка или смена масла,
- з) сушка активной части (в случае необходимости),
- и) сборка трансформатора,
- к) проведение измерений и испытаний

Капитальный ремонт электрооборудования распределительных устройств подстанций

Электрическое оборудование распределительных устройств подстанций должно обеспечивать надежное электроснабжение потребителей. Конструктивные элементы оборудования в процессе его эксплуатации изнашиваются, ухудшаются их эксплуатационные характеристики.

Для того чтобы оборудование трансформаторных подстанций работало исправно и в неподходящий момент не вышло из строя, необходимо проводить его периодические ремонты. Существует несколько видов ремонтов — текущий ремонт, капитальный и аварийный.

Текущий ремонт предусматривает частичное выполнение работ, которые определены для выполнения при капитальном ремонте. Аварийный ремонт оборудования выполняется в случае возникновения аварийных ситуаций на оборудовании распределительных устройств подстанции.

Большинство аварийных ситуаций, в результате которых требуется выполнение ремонта оборудования, происходит по причине невыполнения капитального ремонта оборудования в том объеме, который предусмотрен действующими нормативными документами в электроустановке, в частности технологических карт, проектов производства работ, инструкций по обслуживанию и эксплуатации оборудования.

То есть можно сделать вывод, что капитальный ремонт оборудования производится для того, чтобы обеспечить надежную, правильную и безаварийную работу оборудования в процессе его эксплуатации, как при нормальных, так и при аварийных режимах работы электрических сетей. В данной статье вкратце рассмотрим, какие работы предусматривает капитальный ремонт различного оборудования распределительных устройств подстанций.

Капитальный ремонт высоковольтного оборудования

Высоковольтное оборудование – это оборудование распределительных устройств класса напряжения выше 1000 В.

Перед выполнением капитального ремонта того или иного элемента оборудования в первую очередь проводится внешний осмотр выведенного в ремонт оборудования с целью выявления возможных дефектов. Ремонтная бригада помимо осмотра оборудования уточняет у персонала, обслуживающего данную электроустановку, о возможных дефектах, нарушениях нормальной работы элемента оборудования. Дефекты и нарушения нормального режима работы оборудования фиксируются обслуживающим персоналом в журнале дефектов и неполадок оборудования.

Далее, в зависимости от наименования и типа оборудования, выполняется его ремонт. Последовательность операций по ремонту оборудования, как правило, указывается в рабочих технологических картах (РТК), проектах производства работ, инструкций по эксплуатации и обслуживанию оборудования.

Рассмотрим перечень работ, которые производятся при капитальном ремонте любого элемента высоковольтного оборудования:

- электролабораторные испытания изоляции;
- ревизия, испытание опорных, проходных изоляторов;
- обработка мест сколов, трещин фарфоровой изоляции, если их площадь и глубина выше допустимых значений по паспорту, то производится замена изоляторов;
- очистка металлоконструкций от грязи, ржавчины, их покраска;
- проверка заземляющих устройств, ревизия мест установки заземлений;
- ревизия и обработка опрессованных контактных соединений;
- ревизия болтовых контактных соединений;
- измерение переходного сопротивления контактных соединений;
- смазка подвижных элементов;
- окраска сборных шин в соответствии с цветовой маркировкой фаз;
- проверка работоспособности электромагнитной блокировки;
- проверка и ревизия блок-контактов оборудования типа КСА, аварийных КСА, КСУ;
- проверка устройств релейной защиты и автоматики, цепей вторичной коммутации.

Ниже рассмотрим вкратце перечни выполняемых работ, характерных для различного высоковольтного оборудования.

Высоковольтные выключатели

Если это высоковольтный масляный выключатель, то первым этапом является слив масла с бака. На данном этапе проверяется работа маслоуказателей, выполняется снятие люков каждой из фаз для возможности осмотра внутренних элементов выключателя.

Далее производится осмотр внутренних элементов выключателя. На основании осмотра выполняется ремонт или замена поврежденных элементов, элементов, которые выработали свой ресурс.

При капитальном ремонте масляного выключателя выполняют ремонт баков выключателя (клапаны, баковая изоляция, газоотводы, краны для слива масла), внутренних элементов (дугогасительных устройств, внутреннего механизма выключателя, подвижных и неподвижных контактов), привода выключателя.

Независимо от типа выключателя (масляный, вакуумный, элегазовый), при капитальном ремонте осуществляется ремонт привода выключателя, , обогрева привода или бака выключателя

При выполнении ремонтных работ проверяется работа выключателя, соответствие характеристик его работы значениям, указанных в паспортных данных выключателя (собственное время включения и отключения, скорость движения подвижных контактов при включении и отключении, характеристики привода и др.)

Капремонт современных элегазовых выключателей производится, как правило, официальными представителями завода-изготовителя. Предприятие, в эксплуатации которого находится данное оборудование, выполняет только текущие ремонты – по сути, представляющие собой ревизию выключателя, без вскрытия бака.

Капремонт вакуумных выключателей не производится, при исчерпании своего ресурса такие выключатели подлежат замене. В процессе их эксплуатации проводятся только текущие ремонты, которые включают в себя электролабораторные испытания выключателя, ревизию контактных соединений, протирку изоляции, покраску металлических элементов, проверку и ревизию привода.

Разъединители, отделители, короткозамыкатели

В перечень работ по капитальному ремонту разъединителей, отделителей и короткозамыкателей входит:

- ремонт рабочих ножей, поворотных колонок (очистка контактируемых поверхностей, ревизия подшипников, гибких связей, ремонт или замена конструктивных элементов с дефектами);
- ремонт стационарных заземляющих ножей разъединителей (ревизия гибких связей, контактируемых поверхностей);
- проверка и ревизия креплений оборудования к фундаменту;
- ремонт привода (ремонт или замена тяг, валов, подшипников, фиксаторов; для отделителей и короткозамыкателей - пружин, держателей, механизмов расцепления);
- регулировка, проверка работы, снятие и сравнение рабочих характеристик с паспортными данными.

Трансформаторы тока, трансформаторы напряжения

При выполнении капремонта трансформаторов тока или напряжения выполняются следующие работы:

- для маслонаполненных трансформаторов – осуществляется отбор проб масла на анализ, выполняется доливка масла или замена масла при необходимости;
- для элегазовых трансформаторов при необходимости выполняется выравнивание давления элегаза (докачка или спуск) до значения, которое является нормальным для среднесуточного значения температуры окружающей среды;
- для трансформаторов с сухой изоляцией выполняется проверка ее целостности;
- для трансформаторов тока с предохранителями – ревизия держателей предохранителей, зачистка и обработка контактируемых поверхностей, проверка целостности предохранителей, при необходимости их замена;
- ремонт или замена вводов низкого и высокого напряжения, ревизия контактных соединений.

Силовые трансформаторы

В процессе эксплуатации силовых трансформаторов выполняются капитальные ремонты без снятия обмоток, которые включают:

- слив масла, вскрытие трансформатора;
- на основании ранее отобранных проб трансформаторного масла, выполняется его сушка, регенерация или замена;
- очистка и устранение дефектов на магнитопроводе, баке трансформатора;
- очистка и ремонт изоляции обмоток, внешних вводов, отводов от обмоток;
- проверка, очистка, ремонт охлаждающих устройств;
- ревизия, проверка работоспособности устройств РПН, ПБВ;
- ревизия термосифонного фильтра, воздухоосушителя, замена силикагеля в них;
- проверка и ремонт маслоуказателей, датчиков температуры, проверка работы автоматических устройств систем охлаждения.

Комплектные распределительные устройства (КРУ, КРУН, КРУЭ)

Капитальный ремонт оборудования комплектных распределительных устройств производится для каждого элемента оборудования индивидуально. Например, в ячейке, питающей отходящую линию, производится ремонт выключателя, трансформаторов тока, стационарных заземляющих ножей, втычных контактов (проверяется степень их жесткости, соосность) и другого оборудования и конструктивных элементов ячеек. Каждый из элементов оборудования ячейки ремонтируется в соответствии с перечнем работ, определенных для каждого из элементов, расположенных в ячейке КРУ (КРУН, КРУЭ).

Разрядники и ОПН

Капремонт разрядников и ОПН совмещают, как правило, с ремонтом других элементов оборудования одного присоединения. При выполнении капитального ремонта выполняются следующие работы:

- разборка и ремонт разрядников;
- проверка герметичности разрядников, целостности изоляции;
- ревизия заземляющих шин разрядников (ОПН);
- ревизия и проверка регистраторов срабатывания разрядников (ОПН);
- снятие рабочих характеристик разрядников (ОПН), сравнение их с паспортными.

Капитальный ремонт низковольтного оборудования

К низковольтному оборудованию относят оборудование класса напряжения до 1000 В. На подстанциях - это оборудование распределительных шкафов 0,23/0,4 кВ, оборудование 110/220 В щитов постоянного тока.

Перечислим, какие работы выполняются в низковольтных распределительных шкафах переменного и постоянного тока:

- осмотр и при необходимости ремонт дверцы шкафа, запирающих устройств, крепежных элементов, монтажных панелей, реек;
- осмотр, протирка сборных шин, изоляторов, подтяжка контактных соединений, проверка целостности изоляции проводников и кабелей;
- проверка работоспособности, надежности контактных соединений низковольтного оборудования – автоматических выключателей, рубильников, предохранителей, измерительных приборов, трансформаторов тока, сигнальных ламп, ключей управления, кнопок, магнитных пускателей, пакетных переключателей, мотор-редукторов, контакторов, реле напряжения, реле времени и других элементов оборудования, которыми комплектуются шкафы, в зависимости от их назначения;
- проверка работоспособности устройств защиты и автоматики – защиты от замыкания на землю, автоматического включения резерва, цепей управления оборудованием, световой и звуковой сигнализации, индикации режимов работы оборудования.

Проверка работоспособности автоматических выключателей заключается в выполнении прогрузки. Для этого автоматический выключатель подключается к специальной испытательной установке, при помощи которой на проверяемый электрический аппарат подается определенный ток нагрузки и замеряется время его срабатывания в соответствии с указанными в его паспорте характеристиками работы теплового и электромагнитного расцепителей.

Федеральным законом от 27.12. 2002 № 184–ФЗ «О техническом регулировании» безопасность продукции, процессов производства, эксплуатации, хранения, перевозки, реализации и утилизации определяется как состояние, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда жизни или здоровью граждан, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений. В соответствии с Федеральным законом от 21.07.97 № 116–ФЗ «О

промышленной безопасности опасных производственных объектов» отдельные цехи, участки и производственные площадки электрических станций идентифицируются как опасные производственные объекты, представляющие угрозу для здоровья и жизни персонала станций, населения и для окружающей среды.

К видам деятельности в области промышленной безопасности Закон относит обслуживание и ремонт оборудования и технических устройств, применяемых на опасных производственных объектах, идентифицированных в установленном порядке в составе электростанций. В процессе эксплуатации оборудования электростанций происходит изменение его технического состояния, которое определяет понижение надежности, эффективности использования и вероятность ухудшения промышленной, экологической и других видов безопасности. Восстановление качества оборудования осуществляется в рамках системы технического обслуживания и ремонта оборудования электростанций. Главной целью функционирования действующей на электростанциях системы технического обслуживания и ремонта оборудования электростанций является выполнение технического обслуживания и ремонта и обеспечение необходимого уровня качества отремонтированного оборудования для обеспечения безопасной эксплуатации электростанции, надежности отремонтированного оборудования, поддержания стабильных эксплуатационных характеристик оборудования и его экономичности в течение срока службы в установленных нормативной и технической документацией пределах безопасности, надежности и эффективности.

Контроль и оценка качества ремонта являются необходимым условием обеспечения необходимого уровня качества отремонтированного оборудования электростанций. Оценка качества ремонта оборудования электростанций производится: – по показателям качества отремонтированного оборудования; – по степени выполнения требований нормативной и технической документации на ремонт к составным частям, узлам, деталям и оборудованию в целом в процессе ремонта, определяющим качество отремонтированного оборудования.

В настоящем стандарте разработана методика оценки качества ремонта для различных видов оборудования электростанций, которая базируется на единой методологии, согласно которой методика оценки качества ремонта конкретного вида (типа) оборудования электростанций включает две составляющие: – методы сравнения показателей качества отремонтированного оборудования; – методы оценки выполнения требований нормативной и технической документации на ремонт к составным частям, узлам, деталям и оборудованию в целом в процессе ремонта для восстановления физических и функциональных свойств оборудования.

Основными нормативными документами, устанавливающими показатели качества отремонтированного оборудования и требования нормативной и технической документации на ремонт к составным частям, узлам, деталям и оборудованию в целом в процессе ремонта, являются стандарты организации

ОАО РАО «ЕЭС России» – «Технические условия на капитальный ремонт. Нормы и требования» (далее в тексте – технические условия на капитальный ремонт), разрабатываемые для различных видов и типов оборудования электростанций.

В соответствии с Правилами технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации при приемке оборудования из ремонта должна производиться оценка качества ремонта, которая включает: – оценку качества отремонтированного оборудования; – оценку качества выполненных ремонтных работ. При установлении этих оценок должны быть учтены результаты выполнения требований технических условий на ремонт оборудования.

Общие требования, по оценке качества ремонта. Оценка качества отремонтированного оборудования.

Оценка качества отремонтированного оборудования характеризует техническое состояние оборудования после ремонта и его соответствие требованиям нормативной и технической документации.

К нормативной и технической документации, в соответствии с которой оценивается качество ремонта, относятся: Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, стандарты «Технические условия на капитальный ремонт», нормативная и конструкторская документация заводов-изготовителей оборудования. Отремонтированному оборудованию может быть установлена одна из следующих оценок качества: – соответствует требованиям НТД; – соответствует требованиям НТД с ограничением; – не соответствует требованиям НТД.

Оценку «соответствует требованиям НТД» устанавливают, если устранены все дефекты, выявленные в результате контроля составных частей оборудования; требования НТД, определяющие качество оборудования, выполнены; приемо-сдаточные испытания показали, что пуск, нагружение и работа оборудования на разных режимах соответствуют требованиям стандартов (инструкций) по эксплуатации; значения показателей качества отремонтированного оборудования находятся на уровне нормативных.

Оценку «соответствует требованиям НТД с ограничением» устанавливают, если часть требований НТД к отремонтированному оборудованию не выполнена; не устранены отдельные дефекты, с которыми оборудование может временно работать; имеются замечания по работе оборудования на различных режимах; значения отдельных показателей качества не соответствуют уровню нормативных, но дальнейшая эксплуатация в соответствии с требованиями ПТЭ возможна, и приемочная комиссия принимает решение о временной эксплуатации оборудования.

Оборудование, отремонтированное с оценкой «соответствует требованиям НТД с ограничением», допускается к эксплуатации с ограниченным сроком дальнейшего использования, при этом должен быть раз.

Если в период подконтрольной эксплуатации будет установлено, что на оборудовании возникли дефекты, которые могут привести к аварийным

последствиям, или работа оборудования на каких-либо режимах характеризуется отклонением от допустимых параметров и дальнейшая эксплуатация в соответствии с требованиями ПТЭ невозможна, а устранение дефектов требует вывода в ремонт на 5 и более суток, то оборудование должно быть выведено из эксплуатации и ему устанавливается оценка «не соответствует требованиям НТД». После проведения ремонта для устранения дефектов производится повторная приемка оборудования из ремонта, подконтрольная эксплуатация и устанавливается новая оценка качества отремонтированному оборудованию.

Оценка качества устанавливается каждому типу отремонтированного оборудования. Оценка качества отремонтированной установки, как правило, устанавливается по оценке качества основного оборудования с учетом оценок качества, установленных вспомогательному оборудованию, входящему в состав установки, которое может ограничить мощность, экономичность и надежность установки в целом в процессе последующей эксплуатации.

Оценка качества выполненных ремонтных работ. Оценка качества выполненных ремонтных работ характеризует организационно-техническую деятельность каждой из организаций, участвующих в ремонте. Организации за качество выполненных ею ремонтных работ может быть установлена одна из следующих оценок: – отлично; – хорошо; – удовлетворительно; – неудовлетворительно.

Оценка качества выполненных ремонтных работ устанавливается каждой организации в пределах выполненного ею объема ремонта оборудования с учетом выполнения этой организацией основных и дополнительных требований. К основным требованиям относятся: – выполнение согласованной ведомости планируемых работ по ремонту, уточненной по результатам дефектации; – выполнение требований НТД на ремонт оборудования и его составных частей; – отсутствие оценок качества отремонтированного оборудования «не соответствует требованиям НТД» или «соответствует требованиям НТД с ограничением» по вине исполнителя ремонта; – отсутствие остановов оборудования в течение срока подконтрольной эксплуатации по вине исполнителя ремонта за исключением необходимости одного останова котла или корпуса котла на срок до 3 суток для устранения дефектов сварки стыков труб, выявившихся в период подконтрольной эксплуатации, а также за исключением необходимости остановов, предусмотренных в период подконтрольной эксплуатации для контроля состояния отремонтированных ответственных составных частей, для проведения регулировки и наладки, в том числе вибрационной, для балансировки валопровода турбоагрегата в собственных подшипниках.

К дополнительным требованиям относятся: – наличие необходимого комплекта ремонтной документации; – применение необходимой технологической оснастки, приспособлений и инструмента, предусмотренных технологической документацией, и соответствие их параметров паспортным данным; – соответствие выполненных технологических операций, включая

контрольные, требованиям технологической документации; – проведение входного контроля примененных при ремонте материалов и запасных частей; – наличие полного комплекта исполнительной и отчетной документации по ремонту.

Оценка «отлично» устанавливается при выполнении всех основных и дополнительных требований. Оценка «хорошо» устанавливается при выполнении всех основных и частичном выполнении (не менее 50%) дополнительных требований. Оценка «удовлетворительно» устанавливается при выполнении всех основных и частичном выполнении (менее 50%) дополнительных требований. Оценка «неудовлетворительно» устанавливается при невыполнении одного или более из основных требований.

Отремонтированное оборудование может иметь оценку качества – «соответствует требованиям НТД с ограничением» по следующим причинам, не связанным с качеством деятельности ремонтных организаций: – снижение мощности, связанное со сжиганием непроектных видов топлива и топлива ухудшенного качества, ограничениями по тяге и дутью, ограничениями по циркуляционной охлаждающей воде конденсаторов турбин; – отсутствие необходимых запасных частей и материалов; – наличие конструктивных дефектов, последствий аварий и невозможность выполнения необходимых объемов работ. – другие причины, не связанные с качеством деятельности ремонтной организации. В таких случаях оценка качества отремонтированного оборудования – «соответствует требованиям НТД с ограничением» не влияет на оценку качества выполненных ремонтной организацией ремонтных работ.

Порядок проведения оценки качества ремонта. Оценка качества ремонта оборудования производится в процессе ремонта и при приемке оборудования из ремонта. Принципиальная схема оценки качества показана на рисунке 16.1.

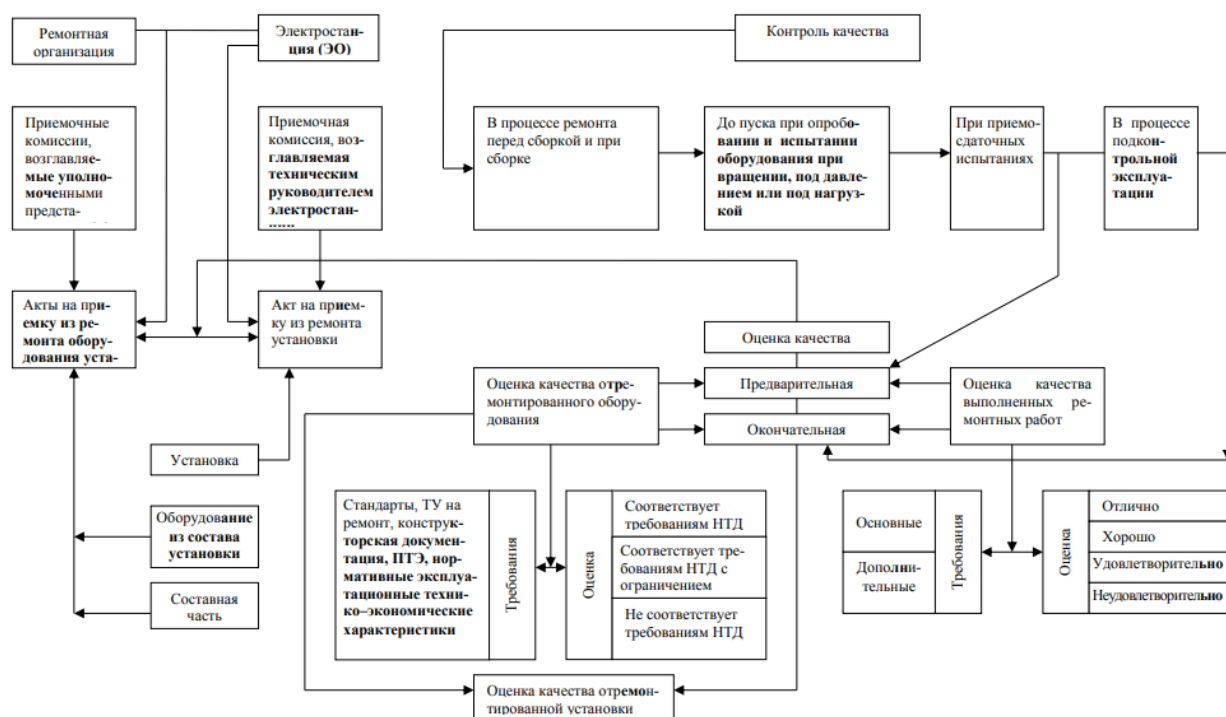


Рисунок 16.1 – Принципиальная схема оценки качества ремонта

Методика оценки качества ремонта для различных видов (типов) оборудования электростанций базируется на единой методологии, согласно которой оценка качества ремонта конкретного вида (типа) оборудования электростанций включает две составляющие:

- методы сравнения показателей качества отремонтированного оборудования;
- методы оценки выполнения требований НТД при ремонте оборудования.

Структурная схема методики оценки качества ремонта приведена на рисунке 16.2.

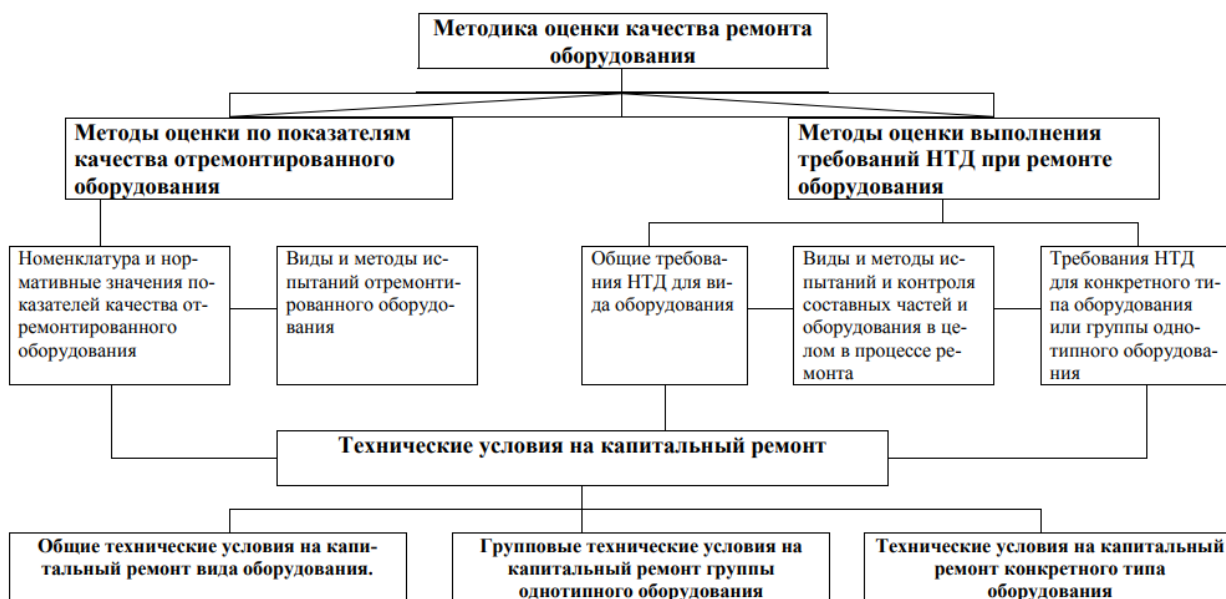


Рисунок 16.2 – Структурная схема методики оценки качества ремонта

Ремонт проводов, тросов и их соединительных зажимов.

Для воздушных линий применяются неизолированные провода сталеалюминевые, алюминиевые, из алюминиевых сплавов и др. По конструкции провода делят на многопроволочные и полые.

Грозозащитные тросы применяются для защиты ВЛ от атмосферных перенапряжений. В качестве грозозащитных тросов используются стальные канаты, стальные и сталеалюминиевые провода.

Концы проводов и тросов в пролетах линий и петлях анкерных опор соединяются при помощи соединительных зажимов. Эти соединения должны противостоять механическим нагрузкам и атмосферным воздействиям так же хорошо, как и провода. В связи с этим контактные соединения проводов и тросов должны иметь механическую прочность не менее 90 % временного сопротивления на разрыв целого провода (или троса). Электрическое переходное сопротивление контактного зажима должно быть примерно равным сопротивлению целого участка провода такой же длины.

Соединения проводов в пролетах ВЛ выполняются при помощи соединительных зажимов, обжатием, скручиванием, опрессовкой. Болтовые зажимы для соединения проводов и тросов в пролетах не применяются.

Для защиты контактных зажимов от агрессивных сред в процессе монтажа применяется смазка или технический вазелин, заполняющие свободное пространство между жилами провода и зажимом.

Соединительные зажимы не подвергаются никаким механическим испытаниям. Электрические характеристики их определяют измерением переходного сопротивления. Периодичность контроля переходного сопротивления болтовых зажимов установлена 1 раз в 6 лет. Электрические измерения соединительных зажимов, выполненных обжатием, скруткой, опрессованием и сваркой, во время эксплуатации не производятся.

При эксплуатации проводов и тросов ведется наблюдение за стрелами их провеса, которые не должны отличаться более чем на +5 % от проектных.

Для предотвращения коррозии стальных тросов их покрывают антикоррозионными покрытиями.

Ремонт проводов и тросов без вырезки.

Можно производить при сравнительно небольших объемах повреждений проводов, т.е. при обрыве до 10 проволок токоведущей части провода.

Например:Количество проволок	6-7	19	24-30
Допустимое количество оборванных проволочек	1-2	3-5	4-8

Такой ремонт производится путем установки ремонтных муфт при верховых ревизиях, а так же после обнаружения повреждений провода, вызванных КЗ проводов при набросах, механических повреждениях и перекрытиях изоляции.

При обнаружении повреждений отдельных проволок наружного повива провода от вибрации следует отрезать оборванные проволоки на расстоянии около 0,5 м от места обрыва в обе стороны, в освободившееся место вложить новые проволоки от провода той же марки необходимой длины и в местах разреза проволок установить две ремонтные муфты. Значительные трудности

представляет ремонт провода или троса, имеющего повреждения от вибрации в поддерживающих зажимах на каждой промежуточной опоре. В этом случае целесообразно произвести перемонтаж провода в анкерном пролете, с тем чтобы провод передвинулся в поддерживающих зажимах и места повреждений оказались на некотором расстоянии от них. Тогда на каждое место установить по одной ремонтной муфте.

Для ремонта проводов и тросов следует применять прессуемые ремонтные муфты, монтируемые гидравлическими прессами. Муфту надевают на провод так, чтобы поврежденные проволоки были посередине, и при помощи ударов молотка и подкладки закрепляют муфту на проводе, заведя ее края один под другой. Затем производят опрессовку.

Для сталеалюминиевых проводов крупных сечений применяются ремонтные зажимы, которые представляют собой отрезки алюминиевых труб, имеющих размеры соответствующие размерам алюминиевой гильзы соединителя на данное сечение провода. Такие ремонтные хажимы состоят из двух половинок: корпуса и крышки, которая вынимается перед надеванием корпуса на провод и затем устанавливается вновь перед началом опрессования.

Ремонт проводов и тросов с вырезкой поврежденного участка.

При значительных повреждениях проводов и тросов следует вырезать поврежденный участок, заменив его отрезком нового провода той же марки. Во избежании раскручивания наружных повивов вставки отрезок нового провода должен иметь то же направление свивки, что и ремонтируемый.

Длина вставки, м	5	10	30
Сечение провода, м ²	50	95	240 и более

Ремонт провода с вырезкой поврежденного участка в большинстве случаев производится с опусканием провода на землю, при этом следует либо опустить провода в смежных опорах и только потом опускать его в ремонтируемом пролете, либо предварительно усилить провод в месте повреждения шунтом.

При ремонте провода с вырезкой поврежденного участка особо тщательно следует подходить к измерению длины вставки. Длина вставки должна быть отмерена непосредственно по длине вырезанного участка провода с учетом необходимой длины концов провода для заделки в соединительных муфтах.

В тех случаях, когда опускания провода на землю сопряжено со значительными трудностями, поврежденный участок провода может быть вырезан с помощью телескопической вышки.

В тех случаях, когда на длине анкерного пролета имеется много повреждений, требующих вырезки, целесообразно произвести перемонтаж всего анкерного пролета. При этом последовательно вырезаются все поврежденные участки, провод подтягивается на величину вырезки и сращивается одним соединителем вместо двух при монтаже вставки. В конце анкерного пролета провод наращивается отрезком нового провода и производится монтаж анкерного пролета вновь.

В отдельных случаях, когда на линиях имеет место недотяжка проводов, можно разрезать провод в месте локального повреждения, стянув предварительно концы его стяжным болтом или полиспастом и смонтировать один соединитель.

Случаи значительных повреждений МЗТ более редки, и ремонт их обычно выполняется с опусканием тросов на землю и расцеплением на ближайшей анкерной опоре. В случаях значительных повреждений МЗТ от коррозии на большой длине, поврежденный трос рекомендуется демонтировать и заменить новым.

Задания

Изучить нормативные документы с методиками проведения текущих и капитальных ремонтов оборудования и ответить на вопросы ПЗ.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. С какой целью выполняются текущие и капитальные ремонты
2. Какие работы производятся при текущем ремонте трансформатора
3. С какой периодичностью при ремонте производят измерение тангенса угла диэлектрических потерь у маслонаполненных вводов трансформаторов
4. Какой основной изоляционный материал используется в качестве основной твердой изоляции для трансформатора
5. Какой первоначальный срок капитального ремонта после ввода в эксплуатацию установлен для ответственных трансформаторов.
6. Назовите уровень сопротивления изоляции обмоток трансформатора на напряжение 220, 110 и 35 кВ.
7. Что включает в себя текущий ремонт трансформатора?
8. Что включает в себя капитальный ремонт трансформатора?
9. Какие работы входят в объем ТР силового трансформатора?
10. Какие категории работ используются при текущем ремонте силового трансформатора. ?
11. Перечислите возможные неисправности силового трансформатора и причины их возникновения?

Повышенный уровень

1. Какие работы производятся при капитальном ремонте трансформатора
2. Какие виды ремонты выполняются в распределительных устройствах подстанций.
3. В каких документах изложена последовательность операций по ремонту оборудования,
4. Перечислите перечень работ, которые производятся при капитальном ремонте любого элемента высоковольтного оборудования
5. По каким показателям производится оценка качества ремонта оборудования

Рекомендуемая литература: [1-3].

Составление заявок и техническая документация, необходимая для выполнения ремонта электрооборудования

Цель занятия – изучение методик составления заявок и технической документации, необходимой для выполнения ремонта электрооборудования.

В результате практического занятия студенты должны получить навыки составления заявок и составления технической документации на ремонт электрооборудования.

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-16-17.

Теоретическая часть

Нормы расхода материалов на капитальный ремонт общепромышленных и специальных трансформаторов приведены в таблицах 17.1- 17.3.

Нормы расхода материалов на капитальный ремонт общепромышленных и печных трансформаторов приведены для условий ремонта отдельно со сменой обмоток и без их смены.

Из норм расхода материалов на ремонт сухих трансформаторов исключаются трансформаторное масло, резина и силикагель.

Для трансформаторов 35 кВ и более нормы расхода материалов следует принимать с коэффициентом 1,3.

Таблица 17.1 – 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
Трансформаторы трехфазные двух обмоточные масляные (U до 10 кВ) мощностью, кВ•А:				
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 20/10	103 680/268	89	447
4000	25 20/12	103 680/360	108	540
6300	25 20/16	103 680/384	129	647
7500	25 20/18	103 680/432	139	693
10000	25 20/24	103 680/486	155	777
12500	25 20/36	103 680/508	170	850
16000	25 20/42	103 680/540	188	938

Трансформаторы трехфазные масляные ($U_{до}$ 10 кВ) с 12 ступенями напряжения комплектно с аппаратурой высокого напряжения для дуговых электропечей, мощностью, кВ·А:				
485	4 320/10	34 560/252	95	456
630	4 320/12	34 560/360	102	494
1000	4 320/14	34 560/382	119	580
1600	4 320/16	34 560/424	143	694
2000	4 320/22	34 560/536	172	893
То же, однофазные, мощностью, кВ·А:				
250	4 320/6	34 560/184	57	266
400	4 320/8	34 560/206	67	309
630	4 320/8	34 560/212	71	333
1000	4 320/10	34 560/216	86	399
1600	4 320/12	34 560/296	95	485
2500	4 320/16	34 560/420	142	750
Трансформаторы трехфазные для электропечей сопротивления ($U=380$ В), мощностью, кВ·А:				
25	8 640/2	69 120/72	15	80
40	8 640/4	69 120/98	21	105
63	8 640/4	69 120/108	24	138
100	8 640/6	69 120/144	32	162
160	8 640/6	69 120/144	38	190
250	8 640/8	69 120/206	42	209
360	8 640/8	69 120/216	49	247
То же, однофазные, мощностью, кВ·А:				
25	8 640/2	69 120/54	11	57
40	8 640/2	69 120/72	15	76
63	8 640/2	69 120/88	19	95
100	8 640/4	69 120/96	23	114
160	8 640/4	69 120/108	27	133
250	8 640/4	69 120/116	28	146
360	8 640/4	69 120/144	34	171
630	8 640/6	69 120/156	40	200
Трансформаторы однофазные печные ($U=35$ кВ) для питания печей РКЗ-48Ф с регулированием рабочего напряжения под нагрузкой мощностью 16 700 кВ·А типа ЗОНЦ-30000/35 и ЗОНЦ-33000/35	2 160/18	8 640/108	114	754
Трансформаторы однофазные печные ($U=110$ кВ) для питания печей РКЗ-72Ф и РКЗ-80Ф с регулированием рабочего напряжения под нагрузкой мощностью 26 700 кВ·А типа ЗОНЦ-54000/110	2 160/18	8 640/108	133	812

Трансформаторы трехфазные для погружных насосов, мощностью, кВ·А:				
до 40	17 280/4	69 120/98	21	105
63	17 280/4	69 120/108	28	138
100	17 280/6	69 120/118	32	162
160	17 280/6	69 120/144	38	190
Трансформаторы сухие для питания ртутных преобразователей, мощностью, кВ·А:				
75	17 280/2	34 560/36	9	49
160	17 280/2	34 560/54	13	67
250	17 280/4	34 560/66	15	76
400	17 280/4	34 560/72	17	86
Трансформаторы для питания селеновых выпрямителей с первичным напряжением 660 В, мощностью, кВ·А:				
0,1-0,16	17 280/1	34 560/1	1	2
0,25-0,4	17 280/1	34 560/2	1	3
0,63-1,0	17 280/1	34 560/4	2	5
1,6-2,5	17 280/1	34 560/6	2	8
6-8	17 280/2	34 560/9	3	14
11-14	17 280/2	34 560/12	5	24
19-25	17 280/2	34 560/36	9	47
Автотрансформаторы трехфазные масляные для плавного регулирования и стабилизации с первичным напряжением 380 В, мощностью, кВ·А:				
до 25	8 640/4	69 120/98	19	101
40	8 640/4	69 120/108	25	132
63	8 640/6	69 120/144	34	159
100	8 640/6	69 120/196	40	191
160	8 640/8	69 120/216	44	230
250	8 640/8	69 120/258	53	275
Трансформаторы трехфазные для питания электроинструмента, мощностью, кВ·А:				
до 0,63	8 640/1	69 120/2	1	3
1-1,6	8 640/1	69 120/6	1	8
2,5-4	8 640/2	69 120/12	3	16
Трансформаторы малой мощности для местного освещения и питания систем цепей управления, мощностью, кВ·А:				
0,16-0,25	8 640/1	-	1	-
0,4-0,63	8 640/1	-	1	-
1,6-2,5	8 640/2	69 120/6	2	10
4-6	8 640/2	69 120/8	3	15
8-10	8 640/4	69 120/16	5	17

Трансформаторы сухие для питания полупроводниковых преобразователей при напряжении сетевой обмотки до 660 В, мощностью, кВ·А:				
до 16	8 640/4	69 120/24	7	34
18-23	8 640/6	69 120/36	9	42
30-32	8 640/6	69 120/48	10	51
35-51	8 640/8	69 120/64	12	60
52-74	8 640/8	69 120/76	15	73
75-104	8 640/10	69 120/78	17	90
112-117	8 640/12	69 120/82	19	96
142-147	8 640/14	69 120/94	21	105
148-159	8 640/16	69 120/96	23	114
202-220	8 640/18	69 120/100	25	124
235-250	8 640/20	69 120/102	26	129
275	8 640/24	69 120/108	27	135
320	8 640/24	69 120/108	30	151
Трансформаторы с регулировкой напряжения под нагрузкой масляные для питания полупроводниковых преобразователей с сетевой обмоткой 6300 - 10000 В, номинальной мощностью, кВ·А:				
345-681	8 640/48	69 120/144	105	485
796-1580	8 640/64	69 120/168	133	665
2040-2570	8 640/83	69 120/216	162	808
4030-5090	8 640/104	69 120/240	209	1045
То же, однофазные масляные модуляционные для регулирования напряжения в сети переменного тока напряжением до 380 В номинальной мощностью, кВ·А:				
12	8 640/8	69 120/24	5	27
20	8 640/12	69 120/64	16	76
45	8 640/16	69 120/88	21	105
115	8 640/24	69 120/96	34	171
210	8 640/32	69 120/96	38	190
375	8 640/40	69 120/116	49	47
То же, трехфазные номинальной мощностью, кВ·А:				
25	8 640/18	69 120/72	17	85
50	8 640/24	69 120/96	27	133
63	8 640/24	69 120/108	31	152
Подстанции одно-трансформаторные комплектные до 10 кВ внутренней установки, мощностью, кВ·А:				
160 - 250	8 640/6	69 120/268	57	285
400 - 630	8 640/8	69 120/360	76	380
1000	8 640/10	69 120/360	95	475

То же, наружной установки, мощностью, кВ·А:				
250-400	8 640/8	69 120/330	68	342
630-1000	8 640/16	69 120/432	114	570
Автотрансформаторы трехфазные сухие для плавного регулирования и стабилизации при напряжении до 380 В, номинальной мощностью, кВ·А:				
25	8 640/2	69 120/36	8	40
40	8 640/2	69 120/36	10	51
63	8 640/2	69 120/54	13	68
100	8 640/4	69 120/72	16	81
160	8 640/4	69 120/72	19	99
250	8 640/4	69 120/72	27	133
Автотрансформаторы повышенной частоты для питания электропечей с частотой 2400-10000 Гц, напряжением 800 В, номинальной мощностью 500 кВ·А:	8 640/28	69 120/114	36	180
Трансформаторы повышенной частоты для питания электропечей напряжением 400 В, частотой 800-10000 Гц, мощностью 200 кВ·А:	8 640/24	69 120/108	30	152
То же, напряжением 800 В, частотой 2400-10 000 Гц, мощностью 800 кВ·А:	8 640/32	69 120/120	40	200
Переключатели типа: РНО-9, РНО-13, РНО-21 РНТ-9, РНТ-13, РНТ-18	8 640/24 8 640/28	- -	28 34	- -
Стабилизаторы трехфазные напряжением 220-380 В сухие номинальной мощностью, кВ·А:				
10	8 640/2	69 120/16	4	19
16	8 640/2	69 120/20	5	24
25	8 640/2	69 120/24	7	3
40	8 640/2	69 120/36	9	43
63	8 640/2	69 120/36	11	57
100	8 640/2	69 120/36	13	67

Примечания : 1. К приведенным нормативам трудоемкости вводятся следующие поправочные коэффициенты:

а) для силовых трансформаторов 25 - 30 кВ - 1,3;

б) для силовых трансформаторов с алюминиевыми обмотками - 1,1;

в) для сухих трансформаторов - 0,4;

г) для трансформаторов с регулировкой напряжения под нагрузкой, за исключением трансформаторов для дуговых печей, - 1,25;

д) 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:

а) 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;

б) для трансформаторов комплектно с аппаратурой высокого напряжения для дуговых электропечей - 0,6;

в) для одно-трансформаторных комплектных подстанций внутренней установки - 0,73;

г) для одно-трансформаторных комплектных подстанций наружной установки - 0,70,

Таблица 17.2 – Нормы расхода материалов на капитальный ремонт со сменой обмоток трехфазных общепромышленных и печных трансформаторов, на 100 чел.-ч ремонта

Материал	Мощность, кВ•А						
	до 40	41-100	101-250	251-1000	1001-4000	4001-7500	7501 и более
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:	0,01	0,01	0,03	0,05	0,08	-	-
оловянно-свинцовый	0,01	0,02	0,03	0,07	0,09	-	-
медно фосфорный	0,72	1,17	1,63	2,13	2,58	3,07	4,24
Провод:	15,78	25,81	58,65	140,18	303,06	484,82	670,20
установочный, м	0,72	1,17	1,95	3,17	6,64	10,43	14,42
медный (алюминиевый), кг	0,35	0,58	0,81	1,36	2,49	3,68	5,09
Картон электроизоляционный, кг	0,09	0,15	0,24	0,45	0,87	1,84	2,55
Бумага кабельная, кг	7,17	11,74	19,55	40,7	99,64	171,8	237,54
Лакоткань шириной 700 мм, м	0,03	0,04	0,06	0,11	0,33	0,55	0,76
Лента:	0,44	0,82	1,3	3,39	6,64	11,05	15,27
киперная, м	0,93	1,52	3,26	5,65	12,87	19,64	27,15
тафтяная, м	0,35	0,58	0,98	1,58	3,74	6,14	8,48
асбестовая	-	-	1,13	1,81	4,15	7,36	10,18
электроизоляционная, кг	0,07	0,12	0,49	0,90	2,08	3,68	5,09
Лаки электроизоляционные, кг	0,07	0,12	0,19	0,29	0,37	0,55	0,76
Эмали грунтовые, кг	-	-	0,19	0,68	1,49	2,27	3,14
Бензин авиационный, кг	0,14	0,23	0,49	0,90	2,08	4,30	5,94
Растворители, кг							
Резина, кг:							
маслостойкая							
профильная							
Шнур крученный, кг							
Материал обтирочный, кг							

Таблица 17.3 – Нормы расхода материалов на капитальный ремонт со сменной обмоток трехфазных общепромышленных и печных трансформаторов, на 100 чел.-ч ремонта

Материал	Мощность, кВ•А						
	до 63	64-250	251-1000	1001-2500	2501-6300	6301-10000	10 001 и более
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:	0,06	0,08	-	-	-	-	-
бандажная	0,02	-	-	-	-	-	-
росяльная	0,08	0,31	0,68	1,5	2,55	4,35	5,3
Электроды, кг	2,91	8,31	14,70	30,3	45,3	72,6	88,4
Крепежные изделия, кг	1,21	2,00	-	-	-	-	-
Литье из алюминиевых	2,10	6,16	16,51	60,6	80,8	116,2	141,5
сплавов, кг	1,86	6,16	16,28	36,0	52,0	80,0	97,3
Медь, кг:	0,24	0,77	1,58	5,1	7,6	10,9	13,3
шинная	0,01	0,06	0,10	0,19	0,23	-	-
прутковая	0,03	0,07	0,14	-	-	-	-
Лента медная, кг	1,62	3,08	4,26	4,8	5,0	7,4	8,8
Припой, кг:	42,80	127,74	327,85	644,4	899,8	1344,5	1636,2
оловянно-свинцовый	5,33	16,16	37,31	90,2	118,6	168,6	205,2
медно-фосфористый	0,48	1,15	2,26	4,2	5,8	8,7	10,7
Провод:	1,62	3,08	8,14	19,0	28,0	43,6	53,1
установочный, м	0,53	1,54	4,75	8,0	14,5	28,1	31,8
медный (алюминиевый), кг	53,30	153,90	287,15	496,5	686,4	1017,4	1238,2
Картон электроизоляционный, кг	26,65	76,95	205,75	405,6	546,9	799,4	972,8
Бумага, кг:	-	-	31,65	72,2	99,1	159,9	194,6
кабельная	0,16	0,31	0,61	1,6	2,2	3,3	4,0
телефонная	3,23	8,46	22,61	45,5	66,0	101,7	123,8
Лакоткань шириной 700 мм, м	1,05	3,08	5,65	11,7	15,9	24,0	28,3
Лента, м:	0,81	1,85	3,39	6,8	9,6	14,5	17,7
киперная	-	2,31	3,62	7,6	11,5	18,1	22,1
тафтяная	0,08	0,46	0,90	1,9	2,8	4,4	5,3
Гетинакс, кг	0,24	0,54	0,93	1,06	1,4	2,0	2,5
Лента асбестовая	1,21	4,62	9,04	19,0	28,0	43,6	53,0
электроизоляционная, кг	-	-	0,68	1,35	1,85	2,7	3,2
Лаки электроизоляционные, кг	0,40	0,92	1,81	3,4	5,8	10,1	12,3
Эмали грунтовые, кг	0,01	0,03	0,07	0,15	0,25	0,39	0,5
Бензин авиационный, кг							
Растворители, кг							
Резина, кг:							
маслостойкая							
профильная							
Силикагель, кг							
Шнур крученный, кг							
Материал обтирочный, кг							
Древесина твердых пород, м ³							

Таблица 17.4 – Нормы расхода материалов на капитальный ремонт со сменной обмоток трехфазных общепромышленных и печных трансформаторов, 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
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
росяльная	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
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
Лента 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	4,39/0,60	5,52/0,84	1,25/0,10
Бумага, кг:					
кабельная	0,23/0,19	0,05/0,04	40/0,33	0,50/0,42	0,11/0,10
телефонная	0,79	0,17	1,33	1,67	0,38
для оклейки электростали	0,66	0,06/0,01	1,13	1,42	0,13/0,02
Лакоткань шириной 700 мм, м	0,26/0,05	5,64	0,44/0,09	0,55/0,11	12,54
Лента:					
киперная, м	27,70	2,82/0,86	43,89	55,18	6,27/1,9
тафтяная, м	12,85/3,9	0,02/0,003	21,95/6,65	27,59/8,36	0,04/0,01

асбестовая электроизоляцион ная, кг	0,08/0,02	0,15	0,13/0,03	0,17/0,03	0,32
Бумага для оклейки электростали, кг	0,26/0,04	0,34/0,06	0,42/0,06	0,64/0,011	0,76/0,13
Лаки электроизоляцион ные, кг	1,56/0,27	0,11/0,11	2,66/0,47	3,34/0,59	0,01/0,02
Эмали грунтовые, кг	0,51/0,51	0,84/0,84	0,86/0,86	1,09/1,09	0,25/0,025
Бензин авиационный, кг	0,39/0,19	0,09/0,04	0,67/0,33	0,84/0,42	0,19/0,10
Резина, кг:					
маслостойкая	0,04/0,04	0,01/0,01	0,07/0,07	0,08/0,08	0,02/0,02
профильная	0,12/0,04	0,03/0,01	0,20/0,07	0,25/0,08	0,06/0,02
Силикагель, кг	0,58	0,13	1,00	1,25	0,29
Материал обтирочный, кг	0,19/0,08	0,04/0,02	0,33/0,13	0,42/0,17	0,10/0,04
Древесина твердых пород, м ³	0,004	0,001	0,017	0,01	0,002

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. 17.5, к соответствующим нормам расхода материалов на капитальный ремонт без смены обмоток.

Таблица 17.5 – Коэффициенты для определения норм расхода материалов на текущий ремонт специальных трансформаторов

Материал	Стабилизаторы и для автотрансформаторы трехфазные сухие	Трансформаторы для питания ртутных преобразователей и электроинструмента	Трансформаторы для местного освещения и питания цепей управления и селеновых выпрямителей
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:	0,17	0,15	0,12

оловянно-свинцовый	0,15	0,17	0,21
медно-фосфористый	0,19	0,20	0,14
Провод:	0,20	0,20	0,14
установочный, м	0,19	0,20	0,14
медный (алюминиевый), кг	0,20	0,23	0,11
Картон электроизоляционный,	0,22	0,26	0,17
кг	0,19	0,26	0,13
Бумага кабельная, кг	0,91	0,33	0,1
Лакоткань шириной 700 мм, м	0,19	0,18	0,12
Лента:	0,28	0,15	0,13
тафтяная, м	0,20	0,23	0,11
асбестовая	0,21	0,17	0,12
электроизоляционная, кг	0,21	0,12	0,12
Лаки электроизоляционные, кг	0,20	0,21	0,19
Эмали грунтовые, кг			
Бензин авиационный, кг			
Резина, кг:			
маслостойкая			
профильная			
Материал обтирочный, кг			

Для силовых трансформаторов нормы расхода запасных частей на текущий и капитальный ремонт установлены общими на все типы силовых трансформаторов и приведены в табл. 17.6.

Таблица 17.6 – Нормы расхода запасных частей на ремонт силовых трансформаторов

Запасные части	Нормы расхода запасных частей на ремонт силовых трансформаторов	
	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.

Планирование капитального ремонта оборудования включает разработку следующих документов:

а) заявка на капитальный ремонт, которая подается в третьем квартале года, предшествующего планируемому;

б) ведомость дефектов; при проведении модернизации в ведомость дефектов включаются проводимые при этом работы;

в) заявка на запасные части и материалы;

г) сетевые (линейные) графики на проведение ремонта сложного оборудования.

Алгоритм проведения ремонтных работ включает следующие этапы:

Составление технического задания, которое включает следующий перечень работ:

1. вскрытие трансформатора;
2. подъем и осмотр сердечника;
3. ремонт выемной части (магнитопровод, обмотки, переключатели, отводы);
4. ремонт расширителя, радиаторов, кранов, изоляторов;
5. ремонт маслоохлаждающей и маслоочистительной аппаратуры;
6. проверка контрольно-измерительных приборов, сигнальных и защитных устройств, газовых реле трансформатора и переключателя РПН;
7. выявление и устранение причин, вызывающих газообразование;
9. сушка с промывкой изоляции согласно РД 16-363-87;
10. переизолировка вводов;
11. ремонт и испытание оборудования первичной коммутации (кабелей, изоляторов, выключателей);
12. проведение установленных измерений и испытаний трансформатора;
13. очистка бака трансформатора, грунтовка и покраска трансформатора;
14. сборка трансформатора;
15. промывка радиаторов

Анализ документов с эксплуатационной информацией для анализа аварийности и характерных дефектов трансформаторов аналогичной конструкции;

Выявление деталей, которые подлежат замене:

- трансформаторное масло – 19,1 т;
- резиновые прокладки, краны, вентили, задвижки, указатели, силикагель КСКГ;
- двигатели вентиляторов – 12 шт.;
- термосигнализатор ТКП-160 – 2 шт.;
- стрелочные указатели – 2 шт.;
- контрольные кабели цепей обдува и сигнализации – 105 м;
- газовое реле – 1 шт.;
- реле РПН – 1 шт.;
- выхлопная труба (заменить на клапан аварийного выброса масла).

Проведение необходимых испытаний согласно ПТЭЭП и инструкций завода-изготовителя:

- перед ремонтом;
- в процессе ремонта;
- при сдаче из ремонта.

Анализ возможности производство всех видов работ на месте установки трансформатора

Разработан и согласован план проведения работ и график проведения ремонта трансформатора.

Доставка комплектующих, когда поставляются оборудование, изделия, конструкции, техника и инструмент.

Ремонт оборудования на месте установки:

- Предварительные испытания трансформатора перед ремонтом;
- Подготовка мягкого специального резервуара (нефте-танкера) и слив масла из бака трансформатора после его прогрева;
- Демонтаж вентиляторов охлаждения и снятие круговой диаграммы переключающего устройства
- Изготовление прокладок из резины и установка предохранительного клапана вместо выхлопной трубы
- Демонтаж вводов;
- Демонтаж расширителя, радиаторов охлаждения и шинного пролета схемы НН, проверка избирателя переключающего устройства;
- Подъем колокола, ревизия активной части, проверка магнитной системы, замена резинового уплотнения по периметру бака;
- Очистка бака трансформатора моющими средствами;
- Установка радиаторов охлаждения и пролета шинного моста;
- Установка вводов;
- Покраска трансформатора в два слоя;
- Поставка нового подготовленного трансформаторного масла и заливка его в трансформатор;
- Дополнительная установка оборудования;
- Испытания трансформатора после ремонта.

Таблица 17.7 – Перечень документов используемых при ремонте оборудования

Наименование документа	Обозначение документа	Номера пунктов
Трансформаторы силовые. Общие технические условия.	ГОСТ 11677-85	2.1 , 3.7 , 4.5 , 5.2 , 6.1 , 6.10 , 9.1
Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы классов напряжения 110 - 1150 кВ, мощностью 80 МВ · А и более. Капитальный ремонт. 2-е изд. М., ОАО «ЦКБ Энергоремонт», 2007.	СО 34.46.605-2005 (РДИ 34-38-058-91)	2.1 , 3.8 , 4.6 , 4.7 , 4.11 , 4.14 , 4.15 , 4.16 , 5.2 , 6.6.1
Правила организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей.	СО 34.04.181-2003 (РДПр 34-38-030-99)	3.1 , 3.12
Методические указания. Проект производства работ для ремонта энергетического оборудования электростанций. Требования к составу, содержанию и оформлению.	СО 34.20.608-2003 (РД 153-34.0-20.608-2003)	3.1 , 6.1
Правила технической эксплуатации электростанций и сетей РФ (ПТЭ).	СО 153-34.20.501-2003	3.3

Наименование документа	Обозначение документа	Номера пунктов
Правила устройства электроустановок (ПУЭ).	СО 153-34.20.120-2003	3.3
Система государственных испытаний продукции. Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения.	ГОСТ 16504-81	3.6
Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы силовые масляные. Изготовление главной и продольной изоляции обмоток трансформатора. 2-е изд. М., ОАО «ЦКБ Энергоремонт», 2007.	СО 34.46.602-2005 (РДИ 34-38-05-88)	3.8
Типовая технологическая инструкция. Методика ремонта фарфоровых покрышек высоковольтных вводов. 2-е изд. М., ОАО «ЦКБ Энергоремонт», 2007.	СО 34.46.608-2005 (Э647)	3.8
Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы силовые масляные классов напряжения до 220 кВ включительно. Смена обмоток и изоляции при капитальном ремонте. 2-е изд. М., ОАО «ЦКБ Энергоремонт», 2007.	СО 34.46.603-2005 (РТМ 34-38-034-85)	3.8
Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы силовые масляные классов напряжения до 35 - 220 кВ мощностью до 80 МВА. Капитальный ремонт. 2-е изд. М., ОАО «ЦКБ Энергоремонт», 2007.	СО 34.46.604-2005 (И 34-70-019-84)	3.8
Типовая технологическая инструкция. Ремонт высоковольтных вводов классов напряжения 35 кВ и выше. 2-е изд. М., ОАО «ЦКБ Энергоремонт», 2007.	СО 34.46.611-2005 (Э752)	3.8 , 4.12
Типовая технологическая инструкция. Трансформаторы силовые масляные. Ремонт и перемотка обмоток. 2-е изд. М., ОАО «ЦКБ Энергоремонт», 2007.	СО 34.46.612-2005 (РДИ 34-38-047-88)	3.8
Типовые технологические процессы на отдельные виды работ по ремонту силовых трансформаторов. 2 альбома. 2-е изд. М., ОАО «ЦКБ Энергоремонт», 2007.	СО 34.46.613-2005, СО 34.46.614-2005 (Э655)	3.8
Объем и нормы испытания электрооборудования. Издание шестое, М., ЭНАС, 2001.	РД 34.45-51.300-97	3.9 , 4.4 , 4.6 , 6.1 , 6.6.1 , 6.6.4 , 6.10
Пластина резиновая для трансформаторов. Технические условия.	ГОСТ 12855-77	3.10
Трансформаторы силовые. Транспортирование, разгрузка, хранение, монтаж и ввод в эксплуатацию.	РД 16.363-87	3.9 , 4.4 , 6.6.3 , 9.1
Порядок сдачи в капитальный ремонт и выдачи из капитального ремонта изделий, ремонтируемых на производственных базах ремонтных предприятий.	СО 34-38-567 (ОСТ 34-38-567-87)	3.12 , 10.1
Трансформаторы силовые масляные общего назначения. Общие технические условия на	СО 34-38-20217-2005	4.1 , 4.2 , 4.3 , 4.12 , 4.15 , 8.1 , 10.1

Наименование документа	Обозначение документа	Номера пунктов
капитальный ремонт. 2-е изд. М., ОАО «ЦКБ Энергоремонт», 2007.	(ТУ 34-38-20217-92)	
Трансформаторы силовые, испытание баков на герметичность.	ГОСТ 3484.5-88	4.6 , 6.6.1 , 6.6.4
Силикагель технический. Технические условия.	ГОСТ 3956-76	4.11
Силикагель-индикатор. Технические условия.	ГОСТ 8984-75	4.11
Эмаль ПФ-133. Технические условия.	ГОСТ 926-82	5.2
Эмали ПФ-115. Технические условия.	ГОСТ 6465-76	5.2
Покрытия лакокрасочные. Группы, технические требования и обозначения	ГОСТ 9.032-74	5.2
Покрытия лакокрасочные. Группы условий эксплуатации.	ГОСТ 9.104-79	5.2
Трансформаторы силовые. Методы испытаний устройств переключения, ответвлений обмоток.	ГОСТ 8008-75	6.2 , 6.6.5
Электрооборудование и электроустановки на напряжение 3 кВ и выше. Методы измерения при испытаниях высоким напряжением.	ГОСТ 17512-82	6.2
Трансформаторы силовые. Методы электромагнитных испытаний.	ГОСТ 3484.1-88	6.2 , 6.6.1
Трансформаторы силовые. Методы измерений диэлектрических параметров изоляции.	ГОСТ 3484.3-88	6.2 , 6.6.1
Трансформаторы силовые. Испытания баков на механическую прочность.	ГОСТ 3484.4-88	6.6.1
Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.	ГОСТ 1516.1-76	6.6.1
Трансформаторы (силовые и напряжения) и реакторы. Методы испытаний электрической прочности изоляции.	ГОСТ 22756-77	6.6.2
Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжения 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции.	ГОСТ 1516.2-97	6.6.2
Устройство регулирования напряжения силовых трансформаторов под нагрузкой. Общие технические условия.	ГОСТ 24126-80	6.6.5
Временная противокоррозионная защита изделий. Общие требования.	ГОСТ 9.014-78	7.1
Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнение для различных климатических районов. Категории условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.	ГОСТ 15150-69	9.2

Для ведения ремонтов предусматриваются следующие формы ремонтной документации: сменный журнал, ремонтный журнал, ведомость дефектов, смета затрат, акт на сдачу в капитальный ремонт, акт на выдачу из

капитального ремонта, годовой план-график ремонта, месячный план-график-отчет, титульный список капитального ремонта, акт на установление календарного срока ремонта, график остановочного ремонта, календарный план остановочного ремонта, журнал учета установки и снятия заглушек, учетно-контрольная карта (формы 1- 14).

Основным документом, по которому осуществляется ремонт оборудования, является годовой план-график ремонта (форма 7), на основе которого определяется потребность в ремонтном персонале, в материалах, запасных частях, покупных комплектующих изделиях. В него включается каждая единица подлежащего капитальному ремонту; оборудования.

Основой для составления годового плана-графика служат приведенные в настоящем Справочнике нормативы периодичности и техническое состояние оборудования.

С целью увязки сроков ремонта технической части энергетического оборудования годовой график согласовывается с ОГМ предприятия. При необходимости использования услуг службы главного прибориста плановые сроки ремонта согласовываются с ним. Сроки ремонта основного оборудования, лимитирующего выполнение производственной программы, согласовываются с плановым отделом предприятия.

В графах 11-22 годового плана-графика (форма 7), каждая из которых соответствует одному месяцу, условным обозначением в виде дроби указывается: в числителе - планируемый вид ремонта (К - капитальный, Т - текущий), в знаменателе - продолжительность простоя в часах. Отметки в плане-графике о фактическом выполнении ремонтов в этих графиках производятся путем закрашивания планируемых цифр цветным карандашом.

В графах 23 и 24 соответственно записываются годовой простой оборудования в ремонте и годовой фонд рабочего времени.

Оперативным документом по ремонту оборудования является месячный план-график-отчет, утверждаемый главным энергетиком предприятия по каждому энергетическому цеху и участку (форма 8).

В месячных планах-графиках-отчетах предусматривается запись плановых сроков остановок оборудования на ремонт и их продолжительность (верхняя строка), а также отметки о фактически выполненных ремонтах (нижняя строка) для каждого вида оборудования.

В графах 7-37 (форма 8), каждая из которых соответствует одному дню месяца, условным обозначением в виде дроби указывается: в числителе - вид ремонта (КР - капитальный, Т-текущий), а в знаменателе - его продолжительность (текущего - в часах, капитального - в сутках).

Отметка о фактическом выполнении ремонтов производится после их окончания специально назначенным ответственным лицом в отделе главного энергетика, в производственных цехах-мастером цеха.

Журнал учета установки и снятия заглушек (форма 14) ведется заместителем начальника энергетического цеха (начальником отделения, установки, начальником смены).

Пояснения о порядке ведения остальной ремонтной документации приведены выше в соответствующих разделах.

Приведенные в настоящем разделе формы ремонтной документации являются типовыми. В зависимости от сложившейся в ремонтных службах предприятий специфики учета проводимых ремонтно-профилактических воздействий, не регламентированных настоящим Справочником (ремонтные осмотры, проверки, испытания и т.п.), в формы ремонтной документации могут включаться дополнительные графы (пункты).

Расчет оптимального запаса ремонтных материалов и сменных ремонтных элементов, а также периодичности его пополнения производится на основе стандартных программ, используемых в системах материально-технического снабжения предприятий.

Для отдельных позиций может использоваться ручной способ расчета оптимального запаса.

Оптимальная схема организации хранения запаса сменных элементов оборудования предусматривает создание на предприятии складов нескольких ступеней.

Склады I ступени создаются в непосредственной близости от работающего оборудования и обеспечивают всю потребность в сменных элементах оборудования, обслуживаемого этим складом (цеховой склад).

Склады II ступени служат для пополнения запаса сменных элементов на складах I ступени, а также для экстренного удовлетворения потребности в сменных элементах оборудования в случае полного исчерпания их запаса на любом из складов I ступени (склад предприятия).

Задание и вопросы

Изучить методики составления заявок и техническую документацию, необходимую для выполнения ремонта электрооборудования.

Заявка должна быть представлена в следующем виде.

Составить заявку на комплектующие и запасные части для выполнения графика ППР в 2018 г.

Вопросы к практическому занятию

Базовый уровень

1. Какой срок не должен быть превышен между утверждением проектно-сметной документации и началом ремонтно-строительных работ
2. На основе каких документов определяются нормы расхода материалов на капитальный ремонт электрооборудования
3. Какой коэффициент следует принимать при расчете норм расхода материалов для ремонта трансформаторов 35 кВ и более
4. Как определить нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта трансформаторов и комплектных подстанций

5. Как рассчитывается трудоемкость капитального ремонта при ремонте трансформаторов без смены обмоток

Повышенный уровень

1. Как устанавливаются нормы расхода запасных частей на текущий и капитальный ремонт на все типы силовых трансформаторов

2. Какие документы разрабатываются при планировании капитального ремонта оборудования:

3. Какие основные этапы используют при проведении ремонтных работ

4. Какие основные документы используют для организации ремонта электрооборудования?

Практическое занятие 18

Порядок организации и оформления работ по наряду-допуску в электроустановках

Целью занятия является получение навыков организации и оформления работ по наряду-допуску в электроустановках.

В результате практического занятия студенты должны получить навыки составления работ по наряду-допуску в электроустановках

Актуальность практического занятия обусловлена необходимостью освоения компетенций ПК-16.

Теоретическая часть

Наряд-допуск - задание на производство работы, оформленное на специальном бланке установленной формы и определяющее содержание, место работы, время ее начала и окончания, условия безопасного проведения, состав бригады и работников, ответственных за безопасное выполнение работы.

Наряд выписывается в двух, а при передаче его по телефону, радио – в трех экземплярах. В последнем случае выдающий наряд выписывает один экземпляр наряда, а работник, принимающий текст в виде телефоно- или радиогаммы, факса или электронного письма заполняет два экземпляра наряда и после обратной проверки указывает на месте подписи выдающего наряд его фамилию и инициалы, подтверждая правильность записи своей подписью.

В тех случаях, когда производитель работ назначается одновременно допускающим, наряд независимо от способа его передачи заполняется в двух экземплярах, один из которых остается у выдающего наряд.

В зависимости от местных условий (расположения диспетчерского пункта) один экземпляр наряда может оставаться у работника, разрешающего подготовку рабочего места (диспетчера).

Выдавать наряд разрешается на срок не более 15 календарных дней со дня начала работы. Наряд может быть продлен 1 раз на срок не более 15 календарных дней со дня продления. При перерывах в работе наряд остается действительным.

Наряды, работы по которым полностью закончены, должны храниться в течение 30 суток, после чего они могут быть уничтожены. Если при выполнении работ по нарядам имели место аварии, инциденты или несчастные случаи, то эти наряды следует хранить в архиве организации вместе с материалами расследования.

Учет работ по нарядам ведется в Журнале учета работ по нарядам и распоряжениям.

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 _____
 (фамилии, инициалы)
 поручается _____
 Работу начать: дата _____ время _____ Работу закончить: дата _____ время _____
 Меры по подготовке рабочих мест

Наименование электроустановок, в которых нужно произвести отключения и установить заземления	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 _____
 Дата _____ время _____

Регистрация целевого инструктажа, проводимого выдающим наряд

Целевой инструктаж провел		Целевой инструктаж получил	
Работник, выдавший наряд	_____ (фамилия, инициалы) _____ (подпись)	Ответственный руководитель работ (производитель работ, наблюдающий)	_____ (фамилия, инициалы), (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)	Ответственный руководитель, производитель работ (наблюдающий), члены бригады	(фамилия, инициалы), (подпись)
	_____		(фамилия, инициалы), (подписи)
	(подпись)		_____
			(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 работ (производитель работ, наблюдающий)	(фамилия, инициалы)	Производитель работ Члены бригады	(фамилия, инициалы), (подпись)
	_____		(фамилия, инициалы), (подписи)
	(подпись)		_____
	(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)

Указания по заполнению наряда-допуска для работы в электроустановках.

1. Записи в наряде должны быть разборчивыми. Заполнение наряда карандашом и исправление текста не допускаются.
2. Система нумерации нарядов устанавливается руководством организации.
3. При указании дат пишутся число, месяц и две последние цифры, обозначающие год, например: 29.09.00, 19.12.01, 30.01.02.

4. Кроме фамилий работников, указываемых в наряде, записываются их инициалы и группа по электробезопасности.

5. В наряде указываются диспетчерские наименования (обозначения) электроустановок, присоединений, оборудования.

6. В случае недостатка строк в таблицах основного бланка наряда разрешается прикладывать к нему дополнительный бланк под тем же номером с указанием фамилии и инициалов выдающего наряд для продолжения записей. При этом в последних строках соответствующей таблицы основного бланка следует записать: "См. дополнительный бланк". Дополнительный бланк должен быть подписан работником, выдавшим наряд.

Лицевая сторона наряда.

7. В строке "подразделение" указывается структурное подразделение (цех, служба, район, участок) организации, в электроустановках которой предстоят работы.

8. В случаях, когда ответственный руководитель работ не назначается, в строке "Ответственному руководителю работ" указывается "Не назначается".

9. В строке "допускающему" указывается фамилия допускающего, назначаемого из числа оперативного персонала или производителя (ответственного руководителя) работ из числа ремонтного персонала, совмещающего обязанности допускающего. При выполнении работ в электроустановках, где допускающим является работник из числа оперативного персонала, находящегося на дежурстве, в строке записывается "оперативному персоналу" без указания фамилии.

10. В строке "с членами бригады" перечисляются члены бригады, выполняющие работы в электроустановке. При выполнении работ с применением автомобилей, механизмов и самоходных кранов указывается, кто из членов бригады является водителем, крановщиком, стропальщиком, а также тип механизма или самоходного крана, на котором он работает.

11. В строках "поручается":

☐ для электроустановок РУ и КЛ указываются наименование электроустановки и её присоединений, в которых предстоит работать, содержание работы;

☐ для ВЛ указываются наименование линии и граница участка, где предстоит работать (номер опор, на которых или между которыми, включая их, будет проводиться работа, отдельные проекты), а также содержание работы. Для многоцепной ВЛ указывается также наименование цепи, а при пофазном ремонте – и расположение фазы на опоре.

12. В строках "Работу начать" и "Работу закончить" указываются дата и время начала и окончания работы по данному наряду.

13. При работе в электроустановках РУ и на КЛ в таблице "Меры по подготовке рабочих мест" указываются:

☐ в графе 1 – наименование электроустановок, в которых необходимо провести операции с коммутационными аппаратами и установить заземления;

☐ в графе 2 – наименования (обозначения) коммутационных аппаратов, присоединений, оборудования, с которыми проводятся операции, и места, где должны быть установлены заземления. Отключения во вторичных цепях, в устройствах релейной защиты, электроавтоматики, телемеханики, связи указывать в этой таблице не требуется.

14. При работах на ВЛ в таблице "Меры по подготовке рабочих мест" указываются:

☐ в графе 1 – наименование линий, цепей, проводов, записанные в строке "поручается" наряда, а также наименование других ВЛ или цепей, подлежащих отключению и заземлению в связи с выполнением работ на ремонтируемой ВЛ или цепи (например, ВЛ, пересекающихся с ремонтируемой линией или проходящих вблизи неё, других цепей многоцепной ВЛ и т.п.);

☐ в графе 2 для ВЛ, отключаемых и заземляемых допускающим из числа оперативного персонала, – наименование коммутационных аппаратов в РУ и на самой ВЛ, с которыми проводятся операции, и номера опор, на которых должны быть установлены заземления.

☐ В этой же графе должны быть указаны номера опор или пролёты, где производитель работ должен установить заземления на провода и тросы на рабочем месте в соответствии с пп.3.6.2, 3.6.6, 3.6.8, 3.6.10, 3.6.12 настоящих Правил.

Если места установки заземлений при выдаче наряда определить нельзя или работа будет проводиться с перестановкой заземлений, в графе указывается "Заземлить на рабочих местах".

В графе 2 должны быть указаны также места, где производитель работ должен установить заземления на ВЛ, пересекающихся с ремонтируемой или проходящей вблизи неё. Если эти ВЛ эксплуатируются другой организацией (службой), в строке наряда "Отдельные указания" должно быть указано о необходимости проверки заземлений, устанавливаемых персоналом этой организации (службы).

15. В таблице "Меры по подготовке рабочих мест" должны быть внесены те операции с коммутационными аппаратами, которые нужны для подготовки непосредственно рабочего места. Переключения, выполняемые в процессе подготовки рабочего места, связанные с изменением схем (например, перевод присоединений с одной системы шин на другую, перевод питания участка сети с одного источника на другой и т.п.), в таблицу не записываются.

16. В тех случаях, когда допускающему из числа оперативного персонала при выдаче наряда поручается допуск на уже подготовленные рабочие места, в графу 2 таблицы, выдающий наряд вносит перечень отключений и заземлений, необходимых для подготовки рабочих мест. При работах, не требующих подготовки рабочего места, в графах таблицы делается запись "Не требуется".

17. В строке "Отдельные указания" указываются :

☐ дополнительные меры, обеспечивающие безопасность работников (установка ограждений, проверка воздуха в помещении на отсутствие водорода, меры пожарной безопасности и т.п.);

☐ этапы работы и отдельные операции, которые должны выполняться под непрерывным управлением ответственного руководителя работ (п.2.1.5 настоящих Правил);

☐ в случае оформления наряда наблюдающему – фамилия и инициалы ответственного работника, возглавляющего бригаду (п.2.1.8 настоящих Правил);

☐ разрешение ответственному руководителю и производителю работ выполнять перевод работников на другое рабочее место (п. 2.9.1 настоящих Правил);

☐ разрешение производителю работ (наблюдающему) осуществлять повторный допуск (п. 2.10.3 настоящих Правил);

☐ разрешение включить электроустановку или ее часть (отдельные коммутационные аппараты) без разрешения или распоряжения оперативного персонала (п. 2.12.2 настоящих Правил);

☐ разрешение на временное снятие заземлений (п. 3.5.5 настоящих Правил);

☐ разрешение производителю работ оперировать коммутационными аппаратами (п. 9.2 настоящих Правил);

☐ ответственные работники за безопасное производство работ кранами (подъемниками) (п.11.4 настоящих Правил);

☐ указание о том, что ремонтируемая линия находится в зоне наведенного напряжения от другой ВЛ (п. 4.15.43 настоящих Правил);

☐ дополнительные требования, предъявляемые к мерам безопасности при работах в зоне влияния электрического и магнитного поля (п. 4.1.18 настоящих Правил);

☐ указание о необходимости проверки заземления ВЛ других организаций (п. 14 настоящего приложения). Выдающему наряд разрешается вносить по своему усмотрению в эти строки и другие записи, связанные с выполняемой работой.

18. В строках "Наряд выдал" и "Наряд продлил" выдающий наряд указывает дату и время его подписания. Работники, выдающие и продлевающие наряд, помимо подписи должны указывать свою фамилию.

19. Таблица "Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ" заполняется при получении разрешения на подготовку рабочего места и первичный допуск.

В графе 1 работники, подготавливающие рабочие места, и допускающий указывают должности и фамилии работников, выдавших разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ. При передаче разрешений лично в графе 1 расписываются работники, выдающие разрешение, с указанием своей должности.

В графе 2 указываются дата и время выдачи разрешения.

В графе 3 расписываются работники, получившие разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ. При подготовке рабочих мест несколькими работниками или работниками различных цехов в графе 3 расписываются все, кто готовил рабочие места.

Если разрешения на подготовку рабочего места и на допуск запрашиваются не одновременно, то в таблице "Разрешение на подготовку рабочих мест и на допуск к выполнению работ" заполняют две строки: одну по разрешению на подготовку рабочего места, другую – по разрешению на допуск.

Оборотная сторона наряда

20. При работах в РУ и на КЛ в строках "Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались" допускающий указывает наименования оставшихся под напряжением токоведущих частей ремонтируемого и соседних присоединений (или оборудования соседних присоединений), ближайших к рабочему месту.

При работах на ВЛ в этих строках записываются наименования токоведущих частей, указанные выдающим наряд в строках "Отдельные указания", а при необходимости и наименования других токоведущих частей.

Допускающий и ответственный руководитель работ (производитель работ, наблюдающий, если ответственный руководитель не назначен) расписываются под строками "Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались" только при первичном допуске к выполнению работ.

21. В таблице "Ежедневный допуск к работе и время ее окончания" оформляются ежедневный допуск к работе и ее окончание, в том числе допуск при переводе на другое рабочее место.

Если производитель работ совмещает обязанности допускающего, а также если производителю работ разрешено проводить повторный допуск бригады к выполнению работ, он расписывается в графах 3 и 4.

Когда ответственному руководителю работ разрешено проводить повторный допуск бригады к работам, он расписывается в графе 1.

Окончание работ, связанное с окончанием рабочего дня, производитель работ (наблюдающий) оформляет в графах 5 и 6.

22. В таблице "Изменения в составе бригады" при вводе в состав бригады или выводе из ее состава водителя автомобиля или машиниста механизма, крановщика указывается также тип закрепленного за ним автомобиля, механизма или самоходного крана. В графе 4 расписывается работник, выдавший разрешение на изменение состава бригады. При передаче разрешения по телефону, радио производитель работ в графе 4 указывает фамилию этого работника.

23. После полного окончания работ производитель работ (наблюдающий) и ответственный руководитель работ расписываются в соответствующих строках наряда, указывая при этом дату и время полного окончания работ.

Если ответственный руководитель работ не назначался, то подпись в строке "Ответственный руководитель работ" не ставится. Если во время оформления в наряде полного окончания работы оперативный персонал или допускающий из числа оперативного персонала отсутствует, либо производитель работ совмещает обязанности допускающего, производитель работ или наблюдающий оформляет полное окончание работ только в своем экземпляре наряда, указывая должность и фамилию работника, которому он сообщил о полном окончании работ, а также дату и время сообщения.

Если во время оформления в наряде полного окончания работы оперативный персонал или допускающий из числа оперативного персонала присутствует, производитель работ или наблюдающий оформляет полное окончание работ в обоих экземплярах наряда.

Если бригада заземлений не устанавливала, то слова "заземления, установленные бригадой, сняты" из текста сообщения вычеркиваются.

24. До оформления допуска бригады к работе по наряду должны быть проведены целевые инструктажи выдающим наряд и допускающим, а до начала работ ответственным руководителем (производителем работ, наблюдающим) с их оформлением в соответствующих таблицах регистрации целевого инструктажа в бланке наряда-допуска.

Проведение, целевых инструктажей должно охватывать всех участвующих в работе по наряду работников – от выдавшего наряд до членов бригады.

Подписи работников в таблице целевого инструктажа являются подтверждением проведения и получения инструктажа.

Оформление наряда-допуска на кабельную линию 10 кВ на производство работ по монтажу 2-х соединительных муфт и кабельной вставки с последующей фазировкой линии после ремонта

Организация ОАО «Строительно-монтажный трест-6»
Подразделение _____

НАРЯД-ДОПУСК № 45/2012

для работы в электроустановках

Ответственному руководителю работ Петрову П.П. –V гр. допускающему Иванову И.И. –IV гр.

(фамилия, инициалы)

(фамилия, инициалы)

Производителю работ Сидорову С.С.-IV гр. наблюдающему не назначается

(фамилия, инициалы)

(фамилия, инициалы)

с членами бригады Кузьменко В.Н.- III гр., Дорошенко М.А. -III гр

(фамилии, инициалы)

поручается на кабельной линии 10 кВ, направлением ТП-1 РУ 10кВ яч.2 –ТП-2 РУ 10кВ яч.1, провести монтаж 2-х соединительных муфт и кабельной вставки с последующей фазировкой линии после ремонта.

Работу начать: дата 12.02.2012г. время 10.00 Работу закончить: дата 27.02.2012 г. время 10.000

Меры по подготовке рабочих мест

Наименование электроустановок, в которых нужно произвести отключения и установить заземления	Что должно быть отключено и где заземлено
1	2
1.ТП-1 РУ-10кВ яч.№2	1.ВМ-10, установить в ремонтное

	положение, в сторону линии включить СЗ.
2. ТП-2 РУ-10кВ яч.№1	1.ВНП-16, снять предохранители, в сторону линии установить переносное заземление

Отдельные указания перед началом работ на месте производства работ по монтажу 2-х соединительных муфт и кабельной вставки на КЛ-10 кВ провести прокол кабеля с применением штатных средств, место работы оградить сигнальной лентой. При проведении фазировки линии после ремонта в ТП-1 РУ-10кВ яч.№2 отключить СЗ и установить устройство для фазировки линии, в ТП-2 РУ-10кВ яч.№1 переносное заземление снимать поочередно с каждой фазы для определения правильности чередования фаз в КЛ 10кВ.

Наряд выдал: дата 12.02.2012 г. время 08.30

Подпись _____ Фамилия, инициалы Доценко А.В.

Наряд продлил по: дата _____ время _____

Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

Дата _____ время _____

Регистрация целевого инструктажа, проводимого выдающим наряд

Целевой инструктаж провел		Целевой инструктаж получил	
Работник, выдавший наряд	Доценко А.В. (фамилия, инициалы) _____ (подпись)	Ответственный руководитель работ (производитель работ, наблюдающий)	Петров П.П. (фамилия, инициалы), _____ (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
Главный инженер Костенко В.С.	12.02.	Иванов И.И.

Оборотная сторона наряда (стр.2)

Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались: Работы проводить с полным снятием напряжения

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 руководитель, производитель работ (наблюдающий), члены бригады	(фамилия, инициалы), (подпись)
			_____ (фамилия, инициалы), (подпись)
			_____ (фамилия, инициалы), (подпись)
			_____ (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 работ (производитель работ, наблюдающий)	_____	Производитель работ Члены бригады	_____
	(фамилия, инициалы)		(фамилия, инициалы), (подпись)
	_____		_____
	(подпись)		(фамилии, инициалы), (подписи)
	_____		_____
	(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)

Вопросы и задания

Базовый уровень

- 1 Изучить общие указания по оформлению работ по наряду-допуску в электроустановках.
2. Оформить наряд –допуск на производство работ на кабельной линии 10 кВ по монтажу 2-х соединительных муфт и кабельной вставки с последующей фазировкой линии после ремонта.
3. Оформить наряд –допуск на замену трансформатора Тр-1 в трансформаторной подстанции.

Повышенный уровень

1. Оформить наряд –допуск на проведение технического обслуживания секции №1 РУ-0,4 кВ ТП-1.
2. Оформить наряд –допуск на замену вакуумного выключателя яч.№ 2 РУ10 кВ ТП-2

Рекомендуемая литература: [1-3].

Список используемой литературы

Основная литература:

1. Короткевич, М. А. Эксплуатация электрических сетей : Учебник / Короткевич М. А. – Минск : Вышэйшая школа, 2014. – 351 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-985-06-2397-3
2. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин : Конспект лекций / Попов Е. В. – Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2007. – 98 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks.
3. Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учеб. пособие для вузов / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. – Москва : ФОРУМ, 2013. – 287 с. : ил., табл. ; 22 см. – Библиогр.: с. 282-283. – ISBN 978-5-91134-797-0. – ISBN 978-5-16-009088-7

Дополнительная литература:

1. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин Электронный ресурс : Конспект лекций / Е. В. Попов. – Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин. – Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2007. – 98 с. – Книга находится в премиум-версии ЭБС IPR BOOKS. – ISBN 2227-8397
2. Лыкин, А. В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов : Учебное пособие / Лыкин А. В. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2013. – 227 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-5-7782-2262-5
3. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592с. : ил. – Гриф: Доп. МО. – Библиогр.: с. 585-586. – ISBN 5-283-01012-0

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://catalog.ncstu.ru> – электронные каталоги Ассоциации электронных библиотек учебных заведений и организаций СКФО;
2. <http://window.edu.ru> – Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам".
3. <http://biblioclub.ru> – универсальная библиотека online.
4. <http://tpu.ru/> - Сайт Национального Исследовательского Томского Политехнического Университета.
5. <http://www.news.elteh.ru/> Сайт: новости электротехники. Информационно – справочное издание.
6. <http://www.npi-tu.ru/> - Сайт Южно – Российского государственного технического университета (Новочеркасский политехнический институт) (ЮРГТУ НПИ).
7. <http://www.iural.ru> – Сайт Уральского Федерального университета (УрФУ) им. Первого Президента России Б.Н.Ельцина.

8. <http://www.spbstu.ru/> - Сайт Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

9. <http://ispu.ru/> - Сайт Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина.

10. <http://www.garant.ru/> - информационно – правовой портал

Организация: _____
Подразделение: _____

НАРЯД-ДОПУСК № _____

для работы в электроустановках

Отв. руководителю работ _____ (фамилия, инициалы) Допускающему _____ (фамилия, инициалы)
Производителю работ _____ (фамилия, инициалы) Наблюдающему _____ (фамилия, инициалы)
с членами бригады _____ (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 заземления	Что должно быть отключено и где заземлено

Отдельные указания _____

Наряд выдал: дата _____ время _____

Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

Наряд продлил по: дата _____ время _____

Подпись _____ Фамилия, инициалы _____

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

Рабочие места подготовлены. Под напряжением остались _____

Допускающий _____
 (фамилия, инициалы, подпись)
 Ответственный руководитель работ
 (производитель работ или наблюдающий) _____

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(фамилия, инициалы)		Дата Время	Подпись производителя работ (наблюдающего) (фамилия, инициалы)
		допускающего	производителя работ		

Изменения в составе бригады

Введен в состав бригады (фамилия, инициалы, группа)	Выведен из состава бригады (фамилия, инициалы, группа)	Дата Время	Разрешил (фамилия, инициалы, подпись)

Регистрация целевого инструктажа при первичном допуске

Инструктаж провел		Инструктаж получил	
Лицо, выдавшее наряд	_____ (фамилия, инициалы)	Ответственный руководитель работ (производитель работ, наблюдающий)	_____ (фамилия, инициалы)
	_____ (подпись)		_____ (подпись)
Допускающий	_____ (фамилия, инициалы)	Производитель работ	_____ (фамилия, инициалы)
	_____ (подпись)	Члены бригады	_____ (подпись)
Производитель работ	_____ (подпись)	Члены бригады	_____

Работа полностью закончена, бригада удалена. Заземления, установленные бригадой сняты:
 Сообщено (кому) _____
 (должность, фамилия, инициалы)
 Дата _____ Время _____ Производитель работ _____
 (наблюдающий) (фамилия, инициалы, подпись)
 Ответственный руководитель работ _____
 (фамилия, инициалы, подпись)

Капитальный ремонт трансформаторов III габарита

Инв. № подл.	Подп. и дата	Взам. инв. №	Инв. № дубл.	Подп. и дата	Силовой трансформатор III габарита Капитальный ремонт				ГОСТ 3.1104-74 Форма 2		
СЦБПО РНЭО		Маршрутная карта									
									Литера		
			Код единицы величины	Масса детали					Един. норми рова ния	Норма расхода	Коэфф. исп. матер.
Наименование, марка		Код			Код и вид	Профиль и размеры	кол. дет	Масса			
Номер			Наименование и содержание операции	Оборудование (код, наименование, инвент. №)	Приспо-собление и инструмент (код наименование)		Кол- во работ	Кол. обраб. детали	Код обраб. детали	прои- звод. партии	
	Уча- стка	Опе- ра- ции				Код про- фес- сии	разряд работ	Объем Ед. нормир.			Код вида нормы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	
			В ремонт принимаются согласно "Техническим условиям на ремонт". Характер и объем ремонта определяется на основании письма-заявки заказчика, с указанием								

			паспортных данных трансформатора, с составлением акта о приемке в ремонт, который подписывают заказчик и представитель СЦБПО РНЭО.							
1		1	Приемка трансформатора в ремонт							
			Доставить трансформатор на смотровое поле. Проверить комплектность трансформатора и составить подробный перечень недостающих деталей и узлов	Кран-балка, г/п 10 тн	Стропа, крюки					
1		2	Дефектовка трансформатора							
			Проверить паспортные данные трансформатора, заводской номер и тип. Выяснить наличие технической документации (чертежи, расчетные записки, эксплуатационный журнал и т.д.).							
			Провести внешний осмотр трансформатора, обращая внимание на отсутствие пробоин, трещин, вмятин, ржавчин, течи масла через уплотнения бака, расширителя, радиаторов. Отсутствие внешних							

			повреждений и течи масла через сальники кранов и вентиляей. Отсутствие трещин, сколов, следов разрядов на поверхности фарфора, отсутствие обгорания шпилек и срыва резьбы на них, отсутствие течи масла через уплотнения выводов. Рекомендуется легким постукиванием проверить отсутствие внутренних повреждений в фарфоре.							
			Взять пробу трансформаторного масла для испытания на пробой и сокращенный химанализ, передать в химлабораторию. Вскрыть трансформатор, поднять активную часть из бака и опустить рядом с баком на решетку маслоплощадки. Протереть активную часть, при необходимости промыть сухим трансформаторным маслом. Осмотреть активную часть. Проверить и установить тип, конструкцию крепления и прессовки стали, затяжку креплений, состояние стали и межлистовой изоляции, отсутствие местных перегревов, состояние изоляции крепящих и прессующих деталей от стали	Кран-балка, г/п 10 тн	Стеклопосуда с притертой пробкой. Стропа, крюки. Обтирочный материал. ГОСТ 5854-78					

			магнитопровода, конструкцию, состояние заземления, места их расположения. Проверить и установить конструкцию обмоток ВН, НН, схему соединения, состояние всех видов изоляции (витковой, между слоями, между катушками, между обмотками, между фазами, ярмовой, барьерной и уравнивающей), конструкцию и состояние прессовки обмоток.							
			Проверить и установить состояние изоляции токоотводов, конструкцию крепления, состояние отдельных деталей, затяжку креплений. Проверить и установить тип и конструкцию переключателя, состояние контактов и пружин, состояние цилиндров, конструкцию крепления переключателя, одновременность включения по фазам, состояние изоляции кабелей, соединяющих концы обмоток с переключателем.		Ключи гаечные 10х12, 12х13, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24. 24х27, 27х30 Кусачки. Динамометр ДПУ-2 ГОСТ 13837-68					
			При проверке контактов проверить давление пружины на контакты переключателя. В							

			переключателях ножевого типа проверить отсутствие "люфта" в приводе и полное совпадение ножей с губками контактов. В кольцевых контактах давление пружины составляет порядка 3-5 кг, в сегментных - порядка 5-7,5 кг.							
			Контрольные испытания трансформатора. Замерить сопротивление изоляции обмоток с определением отношения R60/R15. Замерить сопротивление изоляции ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек. Проверить целостность заземления, ярмовых балок, прессующих колец и магнитопровода. Проверить коэффициент трансформации на всех ответвлениях. Испытать на отсутствие виткового замыкания замерами тока холостого хода по методу Ашряпова при малом напряжении, при необходимости испытать номинальным напряжением. Замерить сопротивление обмоток постоянному току на	Мегаомметр 2500 В ГОСТ 8038-60. Мост постоянного тока УПИП-60М № 07930. Испытательный стенд АИМ-90.	Ключи гаечные 10х12, 12х13, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24, 24х27, 27х30, 30х32, 41х46, 50х55					

			всех ответвлениях переключения. Собрать трансформатор и транспортировать на разборку либо на площадку хранения.							
1		3	Разборка трансформатора							
			Установить трансформатор на решетку маслоплощадки. Слить масло из расширителя и бака. Подать и установить трансформатор в яму для демонтажа. Демонтировать приборы контроля, защиты и автоматики (реле уровня масла, газовое реле, термосигнализаторы, дистанционные термометры). Демонтировать газоотводящие трубы, краны, задвижки, расширитель, предохранительную трубу. Демонтировать вводы ВН, НН. Раскрутить болты и снять крышку трансформатора. Ослаблять болты постепенно и равномерно по всему периметру разъема бака или крышки.	Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3. Кран-балка г/п 10 тн	Ключи гаечные 10х12, 12х13, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24. 24х27, 27х30, 30х32, 41х46, 50х55. Шланги ГОСТ 2342-50. Стропа, крюки					
			Ослабить распорные болты между баком и активной частью. Поднять активную часть вместе с крышкой и							

			установить на поддоне на ремонтной площадке. Заэскизировать схему отводов, схему подключения, схему установки заземления. Проверить соответствие схем и эскизов оригиналу.							
1		4	Разборка активной части							
			При необходимости промыть активную часть струей масла и дать стечь маслу. Наиболее грязные места обработать маслом с помощью кисти. Определить внешним осмотром состояние изоляции обмоток и отводов. Проверить правильность расположения и состояния заземления.							
			Снять заземление. Поврежденные заземления заменить новыми, изготовленными из луженой медной ленты тех же размеров. Осмотреть консоли и прессующие винты. В случае деформации консолей их необходимо снять, выправить, при наличии трещин подварить, тщательно очистить, обезжирить и окрасить нитроэмалью 624-С или 624-А	Кран-балка, г/п 10 тн. Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3. Сварочный трансформатор ГОСТ 7273-70 или ГОСТ 95-69. Прогревочный трансформатор	Кисть малярная ГОСТ 10597. Стропа, крюки, щуп ГОСТ 882-75. Электроды УОНИ-13					

		по ГОСТ 7462-55. Распаять отводы, демонтировать крепление и отводы. Замаркировать концы. Снять верхние ярмовые балки (консоли). Произвести расшихтовку верхнего ярма магнитопровода. Демонтировать прессующее устройство. Снять обмотки ВН, НН, ярмовую и стержневую изоляцию, клинья. Проверить состояние прессовки магнитопровода. Лезвие ножа должно входить между листами железа не более чем на 2-3 мм.							
		Проверить состояние и целостность изоляционных деталей, наличие шлама, и посторонних предметов в охлаждающих каналах магнитопровода, наличие забитых кромок листов ярм. Внешним осмотром выявить места возможных перегревов (по состоянию и цвету лаковой пленки в доступных местах). При наличии грязи, шлама, посторонних предметов, удалить их, а забоины на местах выправить, затем промыть струей чистого масла. Промыть	Кран-балка, г/п 10 тн. Электронасос типа Ш8-25- 5,8/2,5- 3. Сварочный трансформатор ГОСТ 7273-70 или ГОСТ 95-69. Паечный транс- формат.ТСПК-100	Ключи гаечные 10х12, 12х13, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24. 24х27, 27х30, 30х32, 41х46, 50х55. Шланги ГОСТ 2342-50. Стропа, крюки, нож, молоток слесарный ГОСТ 2310. Электроды УОНИ 13					

			обмотки и изоляционные детали от осадков и дать стечь маслу. Транспортировать обмотки в ремонт.							
1		5	Ремонт обмотки трансформатора							
			Тщательно осмотреть обмотки, возможные места касания, проверить отсутствие следов электрических разрядов и механическую прочность. Проверить вертикальность столбов и их параллельность относительно вертикали.							
			Отсутствие шлама на обмотках, изоляцию витков и электрокартона (прокладки, шайбы). Все замеченные дефекты устранить. Промыть обмотки струей масла. Вытирать обмотки чистой технической ветошью. Определить величину канала в катушках с дополнительной изоляцией (в доступных местах). Минимально допустимый масляный канал в свету - не менее 4 мм. При обнаружении участков катушек с величиной канала менее 4 мм необходимо проверить в	Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3	Штанги ГОСТ 2342-50					

			указанных местах дополнительную витковую изоляцию (в верхней части на второй катушке и в средних частях обмотки)							
			Проверить целостность креплений отводов, поврежденные деревянные детали заменить новыми, предварительно просушенными при t 100-105°C в течение 48 часов и пропитанными в масле при t 50°C. Приослаблении отводов в местах прохода через деревянные планки, отводы подмотать кабельной бумагой или электрокартоном толщиной 0,5мм, а планки плотно затянуть							
			Распрессовать обмотку. Выбрать место вскрытия в зоне, свободной от внутреннего перехода между катушками. Расклинить обмотку в месте вскрытия, клин из бука, текстолита или гетинакса шириной, равной ширине прокладки плюс 20-30 мм, и длиной, равной радиальному размеру плюс 100-150мм, с притупленными краями, следует забивать между		Ключи гаечные 10х12, 12х13, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24. 24х27, 27х30, 30х32, 41х46, 50х55. Шланги ГОСТ 2342-50. Стропа, крюки, нож, молоток слесарный ГОСТ 2310. Клин.					

			прокладками, т.е. так, чтобы он не касался непосредственно катушек обмотки.							
			Расклиновку вести осторожно во избежание повреждения реек и мягких цилиндров, расположенных напротив прокладок по внутреннему диаметру обмоток. Выбрать зону вскрытия так, чтобы можно было проверить состояние изоляции, расположенной в районе масляного канала и под прокладками. В выбранном поле на расстоянии 100мм один от другого установить два бандажа из киперной ленты. Ножом осторожно разрезать верхнюю ленту кабельной бумаги возле одного из наложенных бандажей и снять ее в промежутке между бандажами. После осмотра изолировать место вскрытия до первоначальной толщины лакотканью ЛСХМ ГОСТ 2214-70 или кабельной бумагой К-120 ГОСТ 645-67 в полнахлеста, протягивая ленту между катушками. При изолировке							

			плотно затягивать каждый слой налагаемой изоляции. Поверх изоляции наложить бандаж из киперной ленты один слой в полнахлеста ГОСТ 4514- 78 или из отбракованной кабельной бумаги. Нарушенную изоляцию отводов обмоток заменить новой. В месте повреждения срезать изоляцию с обеих сторон на конус, длина конуса должна быть не менее 10-кратной толщины изоляции отвода на сторону. Наложить плотно новую изоляцию из просушенных материалов толщиной, равной толщине отвода. Поверх изоляции наложить бандаж из тафтяной или киперной ленты в полнахлеста.							
			Проверить на отсутствие металлического соединения в параллельных проводах и катушках обмоток. Определить отсутствие витковых замыканий в обмотках в запрессованном состоянии.	Кран-балка г/п 10 тн. Мегаомметр 2500В ГОСТ 8038-60. Прибор Порозова	Стропа-крюки					
			Проверить размеры охлаждающих каналов и							

			расположение прокладок. Транспортировать обмотки на сборочное поле.							
1		6	Монтаж обмотки трансформатора							
			Осмотреть изоляцию обмоток. Проверить вертикальность столбов прокладок и их параллельность относительно вертикали, отсутствие шлама на обмотках, изоляцию витков и электрокартона. Проверить состояние прессовки магнитопровода, состояние и целостность изоляционных деталей, наличие шлама и забитых кромок листов ярм. Проверить на отсутствие металлического соединения в параллельных проводах и катушках обмоток. Определить отсутствие витковых замыканий. Измерить сопротивление изоляции нижних ярмовых балок. Испытать повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц изоляцию доступных для испытания стяжных шпилек и накладок стержней магнитопровода	Мегаомметр 2500В ГОСТ 8038-60. Испытательный стенд АИМ-90						

			Осмотреть изоляцию обмоток. Проверить вертикальность столбов прокладок и их параллельность относительно вертикали, отсутствие шлама на обмотках, изоляцию витков и электрокартона. Проверить состояние прессовки магнитопровода, состояние и целостность изоляционных деталей, наличие шлама и забитых кромок листов ярм. Проверить на отсутствие металлического соединения в параллельных проводах и катушках обмоток. Определить отсутствие витковых замыканий. Измерить сопротивление изоляции нижних ярмовых балок.	Мегаомметр 2500В ГОСТ 8038-60. Испытательный стенд АИМ-90								
			Испытать повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц изоляцию доступных для испытания стяжных шпилек и накладок стержней магнитопровода									
			Установить нижнюю ярмовую изоляцию и уравнительную. Посадить обмотки и верхнюю ярмовую изоляцию на стержни	Мегаомметр 2500В ГОСТ 8038-60. Испытательный стенд АИМ-90	Ключи гаечные 10х12, 12х13, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22,							

		магнитопровода. Установить прессующие кольца. Зашихтовать верхнее ярмо. Надеть верхние ярмовые балки. Стянуть их шпильками. Проверить изоляцию стяжных шпилек. Установить заземление согласно эскизу. Проверить изоляционные расстояния между отводами и от отводов до заземленных частей и при необходимости довести их до норм, указанных на чертежах отводов. Проверить изоляцию между прессующими кольцами, а также между прессующими кольцами и активной сталью, наличие зазора между прессующими кольцами и изоляционными цилиндрами и рейками обмоток. Установить заземляющие шинки. Опрессовать обмотки заданным усилием. Обмотка считается опрессованной, если при приложении заданного усилия нажимной винт или домкрат проворачивается не более чем на 1/4 оборота.		22х24, 24х27, 27х30, 30х32, 41х46, 50х55. Стропа, крюки, нож, молоток слесарный ГОСТ 2310. Рулетка измерительная ГОСТ 7502-69						
		Проверить расположение обмоток на стержнях согласно	Мегаомметр 2500В ГОСТ 8038-60.							

			эскизу. Проверить качество опрессовки верхнего ярма. Проверить правильность расположения заземления согласно эскизу. Проверить качество опрессовки обмоток. Провести испытания согласно СТП 61-137-02-84 после монтажа обмоток.	Испытательный стенд АИМ-90						
1		7	Сборка активной части трансформатора							
			Установить схему крепления отводов и переключателя. Смонтировать и припаять отводы к концам обмоток. Выполнить пайку схемы соединений. Проверить правильность и качество крепления отводов и пайки.							
			Установка переключателя Закрепить переключатель согласно эскизу. Выполнить пайку регулировочных отводов обмоток к переключателю согласно эскизу. Проверить целостность заземления ярмовых балок, прессующих колец и магнитопровода. Испытать на отсутствие виткового замыкания замером тока холостого хода по методу	Паечный трансформатор ТСПК-100. Испытательный стенд АИМ-90. Мегаомметр 2500В 8038-60. Кран- балка г/п 10 тн	Припой ПМФ-7 или 8 ГОСТ 4515-75. Шкурка наждачная №180-240 ГОСТ 1012-72. Асбест листовой ГОСТ 2850. Ключи гаечные 10х12, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24. 24х27,					

			Ашряпова при малом напряжении (5-10% от номинального). Измерить коэффициент трансформации на всех ответвлениях. Определить правильность получения нужной схемы и группы соединения обмоток. Замерить сопротивление обмоток постоянному току на всех ступенях. Проверить схему по фазам. Измерить сопротивление изоляции обмоток с определением отношения R60/R15. Измерить сопротивление изоляции ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек. Транспортировать активную часть на сушку в сушильную камеру.		27х30.Стропа, крюки					
1		8	Сушка активной части							
			Установить термодатчики или термометры сопротивлений в следующих местах активной части: низ обмотки, середина обмотки, верх обмотки наружной, верх обмотки внутренней, между активной частью и стенкой печи или бака.							

			Установить перемычку (закоротку) на три вывода обмотки ВН и соединить ее со шпилькой одного из проходных изоляторов для замера сопротивления изоляции обмоток ВН.							
			Подсоединить три конца обмотки ВН к трем шпилькам проходных изоляторов согласно схемы:	Печь для сушки трансформаторов						
			Установить активную часть в бак или в печь сушки. Утеплить бак, закрыть крышку. Подсоединить отводы обмотки НН к индукционному регулятору (ИР) через проходные изоляторы. Подсоединить закороченные отводы ВК к проходному изолятору. Замерить сопротивление изоляции обмоток ВН и НН перед сушкой. Включить ИР при отключенной системе вентиляции. Возрождение температуры внутри печи или на обмотках не должно превышать 15-25°C в час. Нагреть активную часть с	Индукционный регулятор. Мегаомметр 2500В. ГОСТ 8038-60. Кран балка г/п 10 тн.	Стропа, крюки					

			отключенной вентиляцией до t 95-100°C.							
			Следить, чтобы нагрузочные токи в обмотках трансформатора при подключении ИРа не превышали 70% от номинальных токов. Прогреть активную часть не менее 24 часов при отключенной вентиляции. Температура активной части не должна превышать 100°C в наиболее нагретой точке. Температуру нагрева и сушки регулировать отключением и включением ИРа или печи сушки. Через каждые 2 часа измерять сопротивление изоляции и делать запись в журнал, отмечая t во всех точках. После прогрева активной части в течение 25 часов включить ИР или печь, включить вентиляцию и приступить к сушке. Через каждые 2 часа отключать ИР и производить замер сопротивления изоляции обмоток ВН по отношению к земле, делая запись в журнале сушки.							

		Если сопротивление изоляции не изменяется в течение 4-6 часов, необходимо произвести 2-3 раза термодиффузию, т.е. Отключить ИР или печь, выкатить из печи или из бака активную часть, продуть ее сухим сжатым воздухом, охладить до t 60-70°C и снова включить в сушку. Сушку закончить, если сопротивление изоляции будет находиться на одном уровне в течение 5-6 часов при неизменной t 90-100°C после ее непрерывного возрастания. Снизить t активной части до 80°C. Провести заливку масла, температурой не ниже +10°C. Время заливки не более 8 час. Выдержать активную часть в масле 8-10 часов.	Мегаомметр 2500В. ГОСТ 8038-60. Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3	Шланги ГОСТ 2342-50					
		Вынуть активную часть из бака с маслом, дать стечь маслу и произвести ревизию активной части: подтянуть все болтовые соединения, подпрессовать обмотки. Транспортировать на испытательное поле. Измерить сопротивление изоляции обмоток с определением отношения R60/R15.	Испытательный стенд АИМ-90. Мегаомметр 2500В 8038-60. Кран- балка г/п 10 тн	Ключи гаечные 10х12, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24. 24х27, 27х30, 30х32, 41х46, 50х55.Стропа, крюки. Молоток					

			Измерить сопротивление изоляции ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек. Испытать повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц изоляцию доступных для испытания стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок. Испытать повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц изоляцию обмоток. Транспортировать активную часть на сборочное поле.		слесарный ГОСТ 2310.					
1		9	Монтаж трансформатора							
			Опустить активную часть в бак трансформатора. Установить уплотнение под крышку на резиновом клее. Установить крышку, совмещая отверстия в баке и крышке монтажными. Закрепить болты равномерно и одновременно с двух сторон с середины периметра бака. Уплотнение должно быть зажато до 2/3 первоначальной толщины. Установить вводы и соединить отводы обмоток с вводами. Установить	Мегаомметр 2500В. ГОСТ 8038-60. Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3 Кран-балка г/п 10 тн	Ключи гаечные 10х12, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24. 24х27, 27х30. Стропа, крюки. Молоток слесарный ГОСТ 2310. Шланги ГОСТ 2342-50					

		переключатель и выполнить необходимые соединения с приводом. Установить маслорасширитель и предохранительную трубу. Закрепить болтами. Соединения должны иметь хорошие уплотнения из маслостойкой резины. Установить газовое реле и сигнальные манометрические термометры.							
		Произвести монтаж остальной арматуры. Долить масло в трансформатор и заполнить систему охлаждения. Профильтровать масло в трансформаторе для повышения прочности							
		Повторно отобрать и испытать пробу масла на пробой. Залить трансформатор маслом. Заглушить временными уплотнениями дыхательные пробки маслоуказателя, расширителя и предохранительной трубки. Установить контрольную трубку высотой 1,5м и d 50-100мм. Долить трансформатор маслом. Произвести внешний осмотр, обтирая бак от масла. Проверку							

			герметичности трансформатора избыточным давлением масла производить не менее 3-х часов. Обнаруженную течь масла необходимо устранить с повторной проверкой трансформатора на герметичность.							
			Слить избыток масла, проверяя при этом работу маслоуказателя. Снять временные уплотнители. Отобрать пробы масла на пробу и измерения tg δ . Проверить отсутствие течи масла из всех уплотнений. Транспортировать на испытательную станцию	Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3 Кран-балка г/п 10 тн	Шланги ГОСТ 2342-50					
			Измерить сопротивление изоляции: обмоток с определением отношения R60/R15; ярмовых балок, прессующих колец и доступных для выявления замыкания стяжных шпилек. Проверить целостность заземления ярмовых балок, прессующих колец и магнитопровода. Проверить коэффициент трансформации на всех ответвлениях. Испытать	Испытательный стенд АИМ-90. Мегаомметр 2500В 8038-60. Кран- балка г/п 10 тн	Стропа, крюки					

		повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц: изоляцию обмоток 35кВ и ниже вместе с вводами; изоляцию доступных для испытания стяжных шпилек, прессующих колец и ярмовых балок. Измерить ток и потери холостого хода. Измерить сопротивление обмоток постоянному току на всех ответвлениях переключения. Измерить tg δ угла диэлектрических потерь изоляции обмоток. Определить отношение емкостей обмоток при частотах 2 и 50 Гц (C2/C50). Проверить работу переключающего устройства, включая снятие круговой диаграммы.							
		Проверить устройство охлаждения. Проверить состояние индикаторного силикагеля воздухосушительных фильтров. Испытать трансформатор включением скачком на номинальном напряжении. Измерить сопротивление изоляции вводов. Измерить tg δ угла	Испытательный стенд АИМ-90. Мегаомметр 2500В 8038-60.						

			диэлектрических потерь у вводов и проходных изоляторов. Испытать вводы повышенным напряжением промышленной частоты 50Гц.							
1		10	Ремонт узлов силового трансформатора							
			Обезжирить наружную поверхность бака. Окрасить при необходимости наружную поверхность бака серой эмалью ПФ- 115, рабочая вязкость которой 25-28 сек. по воронке ВЗ-4 при t 18- 20°С, или светло-серой эмалью ПФ-113, рабочая вязкость которой 23-33 сек. по воронке ВЗ-4 при t 18-20°С. Перед покраской поверхность бака грунтовать. Сварные швы и неровности до грунтовки шпатлевать нитрошпатлевкой. Сушить окрашенные поверхности в течение 1 часа при t 110°С в сушильной камере в течение 24 часов при t 15-23°С.							
			Все сварочные работы производить на ремонтно-механическом участке, а покрасочные - на покрасочном	Кран-балка г/п 10 тн.	Краскопульт. Кисть малярная ГОСТ 10597. Стропа, крюки.					

			участке. Проверить качество промывки и очистки бака. Проверить качество заваренных мест. Проверить герметичность бака после заварки трещин. Проверить качество резьбовых отверстий. Проверить качество резиновых уплотнений. Проверить качество покраски, марки эмали и режимы сушки. Подать бак на сборочное поле.							
1		11	Ремонт расширителя							
			Разболтить боковые люки расширителя (если они имеются) и провести внутренний и наружный осмотр. Проверить отсутствие ржавчины на внутренней поверхности расширителя, состояние наружной поверхности и отметить места течи в сварных швах. Если ржавчины нет, то расширитель промыть сухим трансформаторным маслом.		Ключи гаечные 10х12, 12х14, 14х17, 17х19					
			Поврежденные швы на наружной поверхности заварить и зачистить. Очистить места ржавчины на наружной и внутренней поверхностях	Сварочный трансформатор ГОСТ 7273-70 или ГОСТ 95-69	Щетка по металлу. Электроды УОНИ-13					

			расширителя металлической щеткой, обезжирить. Окрасить внутреннюю поверхность расширителя эмалью, рабочая вязкость нитроэмали 25-33 сек. по воронке ВЗ-4 при t 18- 20°C. Сушить расширитель в течение 5 час. при t 15-25°C. Соприкосновение окрашенных участков с маслом допускается, не ранее, чем через 25 час. после окончания сушки.							
			Промыть расширитель трансформаторным маслом. Установить новые резиновые уплотнения на клее. Залить маслом и испытать расширитель на герметичность столбом масла высотой 1,5м в течение 20 мин. Слить масло. Окрасить расширитель (при необходимости). Обезжирить поверхность расширителя. Сварные швы и неровности зашпатлевать нитрошпатлевкой и затем поверхность грунтовать. Окрасить наружную поверхность расширителя серой эмалью ПФ-115, рабочая вязкость которой 25- 28 сек. по воронке ВЗ-4 при	Электронасос типа Ш8-25-5,8/2,5-3	Шланги ГОСТ 2342-50. Краскопульт					

			t 18-20°C или светло-серой эмалью ПФ-113, рабочая вязкость которой 23-33 сек. по воронке ВЗ-4 при t 18-200С. Сушить расширитель после окраски в течение 1 час. при t 15-235°C.							
1		12	Ремонт бака и крышки							
			Очистить наружную поверхность бака и крышки от грязи. Проверить состояние сварных швов. Обнаруженные места течи очистить, обезжирить, заварить, удалить шлак и зачистить сварные швы металлической щеткой.							
			Проверить качество шва, для чего с наружной поверхности бака покрыть сварочный шов мелом, а с внутренней стороны - смочить керосином.							
			Отсутствие пятен на забеленной поверхности указывает на хорошее качество шва. Проверить и восстановить поврежденную резьбу отверстий и гнезд. Проверить состояние упорного бортика на разъеме бака, при наличии повреждения выправить его и	Сварочный трансформатор ГОСТ 7273-70 или ГОСТ 95-69	Ключи разводные ГОСТ 7275. Кисть малярная ГОСТ 10597. Щетка-сметка. Напильники 2820-0017 ГОСТ 1465. Метчики ГОСТ 1604. Рулетка					

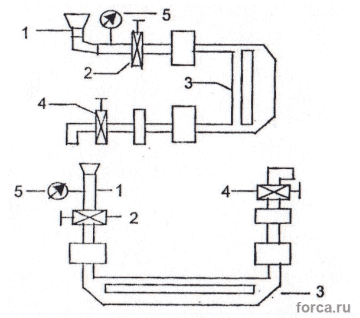
			приварить. Промыть бак внутри сухим трансформаторным маслом, а при необходимости очистить и обезжирить внутреннюю поверхность бака. Окрасить бак внутри эмалью, рабочая вязкость нитро-эмали 25-33 сек. по воронке ВЗ-4 при t 18-20°C. Просушить бак в течение 5 час. при t 15-25°C. Соприкосновение окрашенных участков с маслом допускается не ранее чем через 25 час. после окончания сушки.		ГОСТ 7502. Молоток 7850-0034. ГОСТ 2310. Краскопульт. Щетка по металлу.					
			Проверить уплотнения. Непригодные уплотнения заменить новыми. Резиновую прокладку приклеить клеем. Стыки резиновых полос выполнить внахлест. Длина нахлеста - не менее 50мм, стыкуемые концы срезать на клин. Место стыка промазать клеем. Испытать бак на герметичность давлением 0,5 кгс/см ² в случаях, когда производилась правка и сварочные работы. Окрасить бак.		Краскопульт					
1		13	Ремонт других узлов							

			Разобрать, очистить грязевик. Разобрать, очистить, промыть чистым трансформаторным маслом и собрать маслоуказатель. Разобрать воздухоосушитель, очистить внутреннюю и наружную поверхности, собрать воздухоочиститель. Проверить качество сварных соединений. Проверить частоту внутренней и наружной поверхностей.							
			Проверить качество покраски, марки и вязкость эмалей и режимы сушки. Проверить герметичность расширителя. Подать расширитель на сборочное поле. Перед установкой провести осмотр расширителя и промыть его маслом.	Кран-балка г/п 10 тн	Ключи гаечные					
			Перед установкой осушитель заполнить сухим силикагелем КСК по ГОСТ 3956-76 с индикаторной прослойкой против смотрового окна. Все сварочные работы производить на ремонтно- механическом участке, а покрасочные - на покрасочном.							

1		14	Ремонт предохранительной трубы							
J			Разобрать предохранительную трубу. Очистить внутреннюю поверхность от ржавчины, обезжирить. Окрасить внутреннюю поверхность эмалью. Сушить в течение 5 час. При повреждении стеклянного диска или его уплотнения произвести замену. Собрать и загерметизировать предохранительную трубу. Разобрать, очистить и промыть газоотводную систему трансформаторным маслом. При нарушении покрытия окрасить эмалью. Сушить 5 часов. Собрать и загерметизировать систему. Проверить чистоту поверхности, качество покраски. Проверить состояние стекла и уплотнений. Проверить качество промывки трубы и газоотводной		Ключи гаечные					
1		15	Осмотр вводов							
			Проверить состояние фарфора, фланца, колпачка и шпилек. Заменить расколотые изоляторы							

			на новые. Фарфоровые покрышки вводов, имеющие сколы ребер общей площадью не более 0,05-0,75% от общей поверхности фарфора, могут быть временно установлены на трансформатор.							
			При этом по вертикальной прямой покрышки не должно быть более двух сколов. Место повреждения покрышки очистить от загрязнения, обезжирить ацетоном и покрыть эпоксидным лаком или клеем БФ-4 не менее 3-х слоев, тщательно просушивая каждый слой.							
			Сорванную резьбу на токоведущих шпильках восстановить навариванием меди газосваркой на шпильку с последующим нарезанием резьбы. Изготовить новые токоведущие шпильки на ремонтно-механическом участке взамен непригодных.							
			Вводы испытать повышенным напряжением на собранном трансформаторе совместно с обмотками. Проверить	Испытательный стенд АИМ-90. Мегаомметр 2500В. ГОСТ 8038-60						

			состояние фарфора. Проверить состояние резьбы на шпильках. Проверить качество и условия хранения вводов. Отправить вводы на сборочное поле или на стеллажи.							
1		16	Ремонт радиаторов							
			Очистить поверхность радиатора от грязи. Зачистить от ржавчины. Промыть радиатор горячим сухим маслом. Окончанием промывки служит отсутствие механических примесей на фильтрованной бумаге фильтр-пресса. Определить места течи. Взять пробу масла на пробой. Заварить трещины при слитом масле. Зачистить места сварки. Обезжирить и окрасить радиатор. Провести опрессовку радиатора давлением 200 кПа горячим (50-700) трансформаторным маслом в течение 30 мин. по замкнутой схеме. Проверить герметичность радиатора столбом масла. Высота столба равна высоте бака трансформатора +1,5м.	Фильтр-пресс. Сварочный трансформатор ГОСТ 7273-70 или 9569	Кисть малярная ГОСТ 10597. Электроды УОНИ-13					

			Предварительно из радиатора выпустить воздух, после заливки на 3/4 высоты воронки.							
			 Описание схемы: 1) Труба для создания столба масла; 2) Пробка для выпуска воздуха; 3) Радиатор; 4) Сливной кран; 5) Манометр.							
			Слить масло. Проверить качество сварочных швов. Проверить герметичность радиатора. Проверить чистоту наружных поверхностей. Проверить качество промывки радиатора. Проверить качество покраски радиатора. Отправить радиатор на сборочное поле.							
1		17	Ремонт переключающего устройства РНТА-35/320 и РС-4							

		Снять горизонтальный вал, соединяющий переключатель с контактором, предварительно сделав риски (засечки) на конусных дисках (выполнить перед подъемом активной части, при сливом масла). Отсоединить от контактора отводы, замаркировать их. Проверить состояние контактных соединений, контактных поверхностей, наличие люфта в подвижных частях переключателя. Проверить крепление рамы переключателя и другие крепления.							
		Проверить работу переключателя на всех положениях, прокрутив его вручную в прямом и обратном направлениях. Слить масло из контакторной коробки. Проверить качество нажатия пружин на ламельных подвижных контактов. Очистить переключатель от загрязнения. Очистить от загрязнения контакты и коробки контактора. Проверить состояние главных контактов		Ключи разводные ГОСТ 7275. Напильники 2820-0017. ГОСТ 1465. Молоток 7850-0034 ГОСТ 2310. Шкурка наждачная №180-240 ГОСТ 1012- 72. Ключи гаечные 10х12/12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24, 24х27.					

			контактора. При небольшом обгаре контакты зачистить напильником или шлифшкуркой.							
			При значительном обгорании (если толщина контакта меньше или равна 7мм) контакты необходимо заменить новыми. Проверить качество нажатия пружин контактов динамометром через отверстия в стене коробки контактора. Давление пружины на контакте переключателя РНТА-35/320 = 5-6кг. На главном контакте контактора = 8-10 кг. Если полученное давление не соответствует этим данным, то необходимо поджать пружину до требуемой величины давления с помощью гайки или установить новую пружину, после чего повторно измерить давление. Вручную от привода проверить работу контактора. После установки активной части в бак, установить горизонтальный вал по рискам конусных дисков. Подсоединить отводы к		Ключи разводные ГОСТ 7275. Напильники 2820-0017. ГОСТ 1465. Молоток 7850-0034 ГОСТ 2310. Шкурка наждачная №180-240 ГОСТ 1012- 72. Ключи гаечные 10х12, 12х14, 14х17, 17х19, 19х22, 22х24, 24х27. Динамометр ДПУ-2 ГОСТ 13837-68					

			наконечникам контактора согласно маркировке.							
			Проверить работу переключающего устройства на всех положениях при прямом и обратном ходе с проверкой предельных положений. Проверить состояние контактов, качество нажатия пружин и силу нажатия. Проверить качество вращения привода переключателя в обе стороны, отсутствие люфтов. Проверить качество крепления переключателя и соединения вала с приводом и переключателем. Провести снятие круговой диаграммы.		Динамометр ДПУ-2 ГОСТ 13837-68					

Метки: трансформатор | ремонт |

Предприятие (объединение) Структурное подразделение _____							
СМЕННЫЙ ЖУРНАЛ по учету выявленных дефектов и работ технического обслуживания							
(наименование производства, 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

1. Форма 2

Форма №	Предприятие (объединение) _____ Структурное подразделение _____
РЕМОНТНЫЙ ЖУРНАЛ	
Наименование оборудования _____	
Инвентарный номер (номер по схеме) _____	
Паспорт _____	

2. Форма 3

Предприятие _____ Цех _____	УТВЕРЖДАЮ Главный механик (энергетик) « » Г.
--------------------------------	---

ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ

На _____ ремонт _____ инвентарный № _____
 вид ремонта наименование оборудования

Наименование агрегатов, узлов и деталей, подлежащих ремонту, перечень дефектов и мероприятия	№ чертежа	Необходимые материалы и запчасти			Ответственный исполнитель ремонта (должность, фамилия)	Примечание
		Наименование	Единица изм.	Количество		

по их устранению						
1	2	3	4	5	6	7
Проверил _____ Ст. инженер бюро ППР _____				Начальник цеха _____ Руководитель ремонта _____		

3. Форма 4

Предприятие _____	УТВЕРЖДАЮ в сумме _____ тыс. руб. в т. ч. возврат _____ тыс. руб. Главный инженер « » _____ г.
-------------------	--

СМЕТА ЗАТРАТ

на капитальный
текущий ремонт

наименование оборудования и инв. номер

	Сметная стоимость _____ тыс. руб.
	в т. ч. возврат _____ тыс. руб.

Составлена « » _____ г. на

основании

1. Ведомость дефектов от

« »

г.

2.

Чертежей _____

3.

Ценников _____

4.

Прейскурантов _____

Гл. специалист _____ Начальник цеха

Смету составил:

Смету проверил:

Наименование прейскуранта, ценника, № позиции	Наименование работ, агрегатов, узлов, материалов	Един. изм.	К-во	Стоимость единицы, руб.	Общая стоимость, руб.	
					всего	В т.ч.з/пл.
1	2	3	4	5	6	7
Привязка к местным условиям по заработной плате		Прочие доплаты				
1.		1.				
2.		2.				
—		3.				

3.	Итого
Итого Начисления 1.	Непредвиденные затраты Итого строительно-монтажных работ Прочие затраты Итого сметная стоимость Вторично используемые материалы Итого затраты на капремонт
2.	
3.	

4. Форма 5

АКТ
на сдачу в капитальный
ремонт

«__» _____

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 _____

_____ наименования оборудования, инвентарный номер (номер по схеме)
паспорт № _____, формуляр № _____
(при наличии паспорта) _____ (при наличии формуляра)
наработка с начала эксплуатации или от последнего капитального ремонта _____;

_____ технического состояния, комплектность и принятые меры по технике безопасности данного
оборудования соответствуют _____ -
_____ наименования и (или) номер нормативно-технической документации

Заключение: _____
_____ наименования 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

5. Форма 6

АКТ №

на выдачу из капитального
ремонта _____

« »

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 _____

_____ наименования и номер нормативно-технической документации, инструкции
Ремонтное предприятие (подразделение) гарантирует исправную работу оборудование в
течение _____
гарантийная наработка или гарантийный срок _____

Заключение: _____
_____ наименования 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

Форма 7

СОГЛАСОВАНО Главный механик _____ « » _____ г.	УТВЕРЖДАЮ Главный инженер _____ « » _____ г.
_____ Начальник производственного отдела _____ « » _____ г.	_____ г.

ГОДОВОЙ ПЛАН-ГРАФИК

ремонта энергооборудования на _____ г.

(наименование технологического подразделения)

Наименование	Номер	Норматив	Дата послед	Условное обозначение ремонта (числитель) и время простоя в ремонте, ч (знаменатель)	Годовой	Годовой
--------------	-------	----------	-------------	---	---------	---------

оборудования	по схеме (инв. номер)	ресурса между ремонтами (числитель) и простой (знаменатель), ч				него ремонта (число, месяц)																простой в ремонте, ч	фонд рабочего времени, ч
		Т ₁	Т ₂	Т ₃	К	Т ₁	Т ₂	Т ₃	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																							

6. Форма 8

МЕСЯЧНЫЙ ПЛАН-ГРАФИК-ОТЧЕТ

На	М-Ц	Г.
1	1	1999
2	2	2000
3	3	2001
4	4	2002
5	5	2003
6	6	2004
7	7	2005
8	8	2006
9	9	2007
10	10	2008
11	11	2009
12	12	2010
13	13	2011
14	14	2012
15	15	2013
16	16	2014
17	17	2015
18	18	2016
19	19	2017
20	20	2018
21	21	2019
22	22	2020
23	23	2021
24	24	2022
25	25	2023
26	26	2024
27	27	2025
28	28	2026
29	29	2027
30	30	2028
31	31	2029
32	32	2030
33	33	2031
34	34	2032
35	35	2033
36	36	2034
37	37	2035
38	38	2036
39	39	2037
40	40	2038
41	41	2039
42	42	2040
43	43	2041
44	44	2042
45	45	2043
46	46	2044
47	47	2045
48	48	2046
49	49	2047
50	50	2048
51	51	2049
52	52	2050
53	53	2051
54	54	2052
55	55	2053
56	56	2054
57	57	2055
58	58	2056
59	59	2057
60	60	2058
61	61	2059
62	62	2060
63	63	2061
64	64	2062
65	65	2063
66	66	2064
67	67	2065
68	68	2066
69	69	2067
70	70	2068
71	71	2069
72	72	2070
73	73	2071
74	74	2072
75	75	2073
76	76	2074
77	77	2075
78	78	2076
79	79	2077
80	80	2078
81	81	2079
82	82	2080
83	83	2081
84	84	2082
85	85	2083
86	86	2084
87	87	2085
88	88	2086
89	89	2087
90	90	2088
91	91	2089
92	92	2090
93	93	2091
94	94	2092
95	95	2093
96	96	2094
97	97	2095
98	98	2096
99	99	2097
100	100	2098
101	101	2099
102	102	2100
103	103	2101
104	104	2102
105	105	2103
106	106	2104
107	107	2105
108	108	2106
109	109	2107
110	110	2108
111	111	2109
112	112	2110
113	113	2111
114	114	2112
115	115	2113
116	116	2114
117	117	2115
118	118	2116
119	119	2117
120	120	2118
121	121	2119
122	122	2120

Руководитель энергетического подразделения

Форма 9

ТИТУЛЬНЫЙ СПИСОК

по нормативам затрат всего тыс. руб.

Наименование структурного подразделения	Наименование объекта	Инвентарный номер	Шифр объекта	Всего объем работ на год, тыс. руб.	В т. ч. по кварталам, тыс. руб.				Способ проведения ремонта: хозспособ (числ.), подрядный способ (знамен.), тыс. руб.	Исполнитель
					I	II	III	IV		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
Начальник планово-экономического отдела Главный бухгалтер Главный механик (энергетик)										

7. Форма 10

СОГЛАСОВАНО Главный энергетик предприятия _____ « ____ » _____ Г.	Главный инженер _____ « ____ » _____ Г.
---	--

АКТ

установление
 на изменение календарного срока
 от « ____ » _____ Г.

Наименование
 цеха _____

Наименование оборудования

Инвентарный
 номер _____

Срок ремонта, намеченный
 графиком¹ _____

Фактически отработано часов от последнего ремонта _____ часов
 при норме _____ часов

Техническое состояние оборудования и заключение о возможности
 переноса _____
 срока

Установленный срок ремонта
 « ____ » _____ Г.

Начальник цеха
 (производства) _____

Руководитель ремонтного
 подразделения _____

¹ Заполняется при изменении календарного срока ремонта.

8. Форма 11

СОГЛАСОВАНО Руководитель подрядной организации _____ « ____ » _____ Г.	УТВЕРЖДАЮ Руководитель предприятия _____ « ____ » _____ Г.
--	--

ГРАФИК

остановочного ремонта предприятий, производств, цехов и
особо важных объектов

в г.

(наименование предприятия)

Наименование объекта	Дата и продолжительность предыдущего ремонта, сутки	Планируемый простой в сутках	Продолжительность остановочного ремонта по кварталам и месяцам, сутки												Примечание
			1			2			3			4			
			квартал	квартал	квартал	квартал	квартал	квартал	квартал	квартал	квартал	квартал	квартал		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Главный энергетик предприятия

Руководитель ремонта

9. Форма 12

СОГЛАСОВАНО Руководитель подрядной организации	УТВЕРЖДАЮ Руководитель предприятия
«__» _____ Г	«__» _____ Г

КАЛЕНДАРНЫЙ ПЛАН

остановочного ремонта производств, цехов и особо важных
объектов

(наименование предприятия)

на г.

Наименование объектов ремонта, работ	Объем работ, тыс. руб.	Дата начала, окончания	Планируемая продолжительность простоя в ремонте, сутки	Состав бригады, рабочего звена, чел.	Планируемый исполнитель работ	Примечание
1	2	3	4	5	6	7

Главный механик (энергетик) _____

Начальник производственного

отдела предприятия

Начальник цеха (участка)

10. Форма 13

Предприятие (объединение)

Структурное подразделение _____

ЖУРНАЛ УЧЕТА УСТАНОВКИ И СНЯТИЯ ЗАГЛУШЕК

Место установки заглушки	Номер заглушки	Дата и время	Должность фамилия и подпись лица,	Дата и время	Должность, фамилия и подпись лица,
--------------------------------	-------------------	-----------------	--------------------------------------	-----------------	--

		установки заглушки	давшего указание на установку заглушки	установившего заглушку	снятия заглушки	давшего указание на снятие заглушки	снявшего заглушку
1	2	3	4	5	6	7	8

11. Форма 14

УЧЕТНО-КОНТРОЛЬНАЯ КАРТА Энергетического оборудования								
предприятие								
цех, отдел								
Наименование оборудования	Тип, модель, завод-изготовитель или фирма	Основная характеристика оборудования		Шифр	Год выпуска	Год ввода в эксплуатацию	Местонахождение , цех, участок	
		масса, т	мощн., кВт, Гкал/ч					
1	2	3	4	5	6	7	8	
Сведения о проведенных ремонтных работах оборудования								
Дата ремонта	Вид ремонта	Трудоемкость ремонта		Простой в часах		№ документа приемки из ремонта	Ответственный исполнитель	Подпись инспектора
		плановая , чел.-ч	фактически, чел.-ч	по плану	фактически			
1	2	3	4	5	6	7	8	9

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ

по выполнению контрольной работы

по дисциплине «Эксплуатация электроэнергетических систем»

Направление подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Квалификация выпускника бакалавр

Ставрополь
2025

Методические указания по дисциплине «Эксплуатация электроэнергетических систем» содержат задания для студентов, необходимые для организации самостоятельной работы.

Проработка предложенных заданий позволит студентам приобрести необходимые знания в области эксплуатации ЭЭС.

Предназначены для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника очной и заочной формы обучения.

Содержание

Введение	4
1 Цель, задачи и реализуемые компетенции	4
2 Формулировка задания и его объем	9
3 Общие требования к написанию и оформлению работы	11
4 Рекомендации по выполнению задания	12
5 План-график выполнения задания	12
6 Критерии оценивания работы	12
7 Порядок защиты работы	13
8 Список рекомендуемой литературы	13

Введение

1. Цель освоения дисциплины

Цель освоения дисциплины заключается в формировании у бакалавров набора профессиональных компетенций по направлению подготовки 13.03.02 «Электроэнергетика и электротехника» и а также получение студентами необходимых знаний и навыков в сфере эксплуатации ЭЭС, оценки технического состояние и остаточного ресурса оборудования, диагностики и ремонта электрооборудования ЭЭС.

Задачи изучения дисциплины: систематизировать и уточнить понятийный аппарат в области эксплуатации, диагностики и ремонта электрооборудования ЭЭС; обучить правилам технической эксплуатации электрических сетей и электрооборудования подстанций, ознакомить с средствами эксплуатационных испытаний и диагностики электроэнергетического и электротехнического оборудования; сформировать у студентов теоретические и практические навыки по технологии ремонтных работ, принципам и методам эксплуатации основных элементов ЭЭС и составлению заявок на оборудование и запасные части, подготовке технической документации на ремонт.

2 Формулировка задания и его объем

Целью выполнения контрольной работы является закрепление теоретических знаний по дисциплине и практическое применение навыков.

Выбор варианта контрольной работы: Для четного варианта рассматриваются силовые трансформаторы, для нечетного гидрогенераторы.

Контрольная работа выполняется в печатном варианте на листах формата А4 или в двенадцати листовой тетради в клетку разборчивым почерком в соответствии с методическими рекомендациями по оформлению контрольных работ.

Контрольная работа состоит из пояснительной записки не менее 20 стр. текста на листах формата А4, выполненных, как правило, с использованием ЭВМ и необходимых сопутствующих материалов (графики, диаграммы, схемы).

Вариант определяется по списку в журнале группы.

Задание 1. Провести оценку заданного технического состояния заданного оборудования

Порядок и правила оценки технического состояния.

Оценка ТС проводится для ЭО в целом и для основных узлов и конструктивных элементов. Основными показателями, получаемыми в результате оценки ТС, являются:

- Индекс технического состояния ЭО в целом;
- Индекс технического состояния ФУ.

Порядок оценки ТС согласно рисунку 1.1:

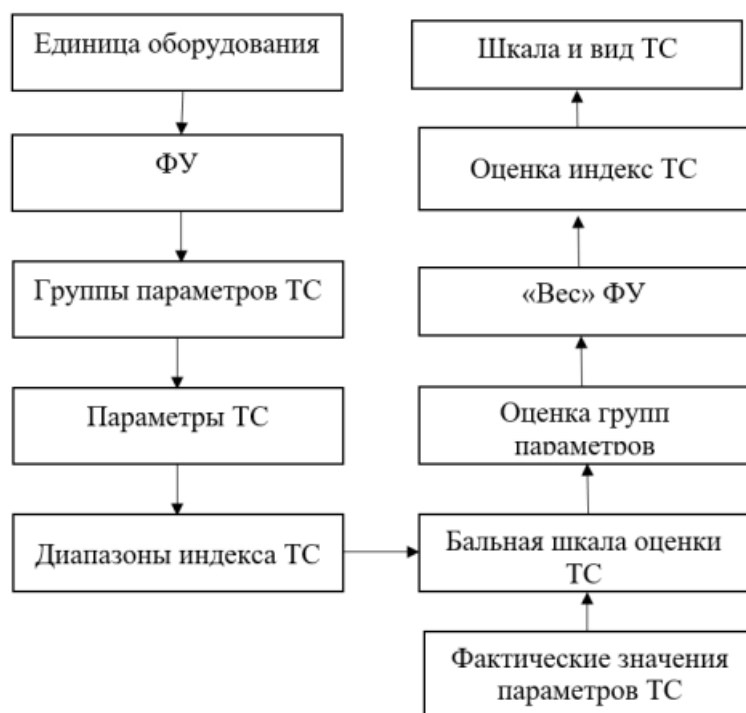


Рисунок 1.1 – Порядок оценки технического состояния энергетического объекта

- Анализ функционирования и возможных отказов ЭО;
- Выявление основных ФУ, обеспечивающих работу ЭО;
- Выбор диагностических признаков и их контролируемых параметров, подтверждающих диагностические признаки. Параметры могут быть объединены в группы по схожим признакам;
- Выявление нормативных значений параметров для рассматриваемого оборудования;
- Определение контролируемых параметров на основе данных, полученных в ходе испытаний, мониторинга при эксплуатации, в процессе диагностирования при различных технических воздействиях или на основе заводских данных;
- Расчет весовых коэффициентов функциональных узлов на основе;
- Проведение расчета индекса ТС ФУ и оборудования в целом. Этот расчет проводится в несколько этапов: оцениваются индекс ТС группы параметров, ФУ и наконец индекс ТС единицы оборудования.

Индекс ТС оборудования может быть представлен величиной от 0 до 100 баллов, где 100 баллов – наилучший показатель состояния.

Параметр ТС ФУ также имеет бальную шкалу. На его основе проводится расчет индекса ТС ФУ и ЭО в целом.

Существует пять диапазонов значений параметров ТС от «4» до «0»:

«Четыре» – наилучшая оценка, при которой у ЭО отсутствуют любые отклонения в его работе и выполняются функции ЭО в полном объеме;

«Три» – наблюдается ухудшение контролируемых параметров;

«Два» – параметры находятся на границе допустимых значений, появились отклонения от выполняемых функций;

«Единица» – выполняются функции ЭО не в полном объеме;

«Ноль» – наихудшая оценка, при которой ЭО не выполняет основные функции (не может в дальнейшем эксплуатироваться).

Группа параметров ФУ ТС оценивается минимальным значением бальной оценки в данной группе.

Весовой коэффициент группы параметров изменяется от 0 до 1, и сумма всех весовых коэффициентов равна единице.

Весовые коэффициенты ФУ ЭО определяют значимость узлов при функционировании с точки зрения надежности и работоспособности и также имеют суммарный вес, равный единице.

Кроме количественной оценки есть еще и качественная оценка ТС, которая определяется в зависимости от индекса (рисунок 1.2).

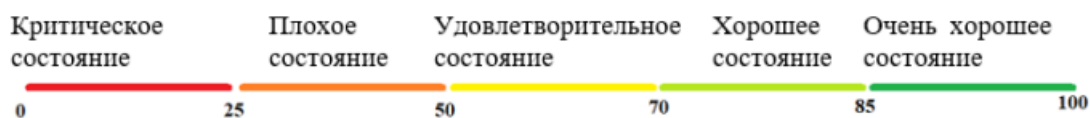


Рисунок 1.2 – Диапазоны индекса ТС

Результаты оценки технического состояния ЭО выстраиваются в порядке убывания индекса ТС в группах однотипного оборудования. Наименьший индекс ТС в группе ЭО определяет наибольшую необходимость технического воздействия.

Диапазоны индекса ТС (ИТС), представленные на рисунке 1.2, определяют необходимые виды технического воздействия и приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Виды технического воздействия для ЭО

Диапазон индекса ТС	Вид ТС	Вид технического воздействия
≤ 25	Критическое ТС	Изъятие из эксплуатации
$25 < \text{ИТС} \leq 50$	Неудовлетворительное ТС	Ремонт и техническое перевооружение
$50 < \text{ИТС} \leq 70$	Удовл. ТС	Постоянный контроль ТС
$70 < \text{ИТС} \leq 85$	Хорошее ТС	Плановая диагностика и контроль ТС
$85 < \text{ИТС} \leq 100$	Очень хор. ТС	Диагностирование

1.2 Определение показателей технического состояния трансформатора и гидрогенератора

“Вес” функциональных узлов рассматриваемого оборудования рассчитывается при помощи метода Саати [15].

В таблице 1.2 представлены обозначения ФУ ТР и ГГ.

Таблица 1.2 – Обозначения функциональных узлов ТР и ГГ

Вид ЭО	Наименование ФУ ЭО	Обозначение ФУ
1	2	3
ТР	Изоляционная система	ИС
	Магнитная система	МС
	Обмотки ТР	ОБМ
	Высоковольтный ввод	ВВ
	Система регулирования напряжения	СРН
	Вспомогательное оборудование	ВО
ГГ	Обмотка статора	ОС
	Активная сталь статора	СС
	Стальные конструкции ротора	СР
	Обмотка возбуждения и демпферная обмотка ротора	ОР
	Подпятник и генераторный подшипник	ПП
	Дополнительное оборудование	ДО

В соответствии с методом Саати [15] составляется таблица парных сравнений для каждого вида оборудования, где количество строк и столбцов соответствует количеству основных ФУ ЭО. Цифры определяют важность узла перед другими узлами.

Затем на втором этапе элементы каждого столбца делятся на сумму элементов этого столбца. И наконец проводится сложение элементов каждой строки с последующим делением на число элементов этой строки. Полученный результат – это «вес» ФУ.

Пример расчета весовых коэффициентов по методике Саати для гидрогенератора:

ФУ ГГ	ДО	ОС	СС	СР	ОР	ПП
ДО	1	1/5	1/7	1/5	1/3	1/3
ОС	5	1	1/3	1	3	3
СС	7	3	1	3	5	5
СР	5	1	1/3	1	3	3
ОР	3	1/3	1/5	1/3	1	1
ПП	3	1/3	1/5	1/3	1	1

=>

ФУ ГГ	ДО	ОС	СС	СР	ОР	ПП
ДО	0,042	0,034	0,065	0,034	0,025	0,025
ОС	0,208	0,17	0,151	0,17	0,225	0,225
СС	0,292	0,511	0,453	0,511	0,375	0,375
СР	0,208	0,17	0,151	0,17	0,225	0,225
ОР	0,125	0,057	0,091	0,057	0,075	0,075
ПП	0,125	0,057	0,091	0,057	0,075	0,075

=>

ФУ ГГ	Вес ФУ
ДО	0,04
ОС	0,19
СС	0,42
СР	0,19
ОР	0,08
ПП	0,08

для расчета надежности в дальнейшем можно сократить количество ФУ за счет узла, имеющего наименьший весовой коэффициент. В нашем случае таким узлом является дополнительное оборудование.

Так как суммарный вес должен равняться единице, производится уточнение весовых коэффициентов при наличии пяти основных узлов ГГ, изменяя коэффициенты приоритетов согласно выше представленному примеру, и принимая за единицу узел подшипников.

ФУ ГГ	ПП	ОС	СС	СР	ОР
ПП	1	1/3	1/5	1/3	1
ОС	3	1	1/3	1	3
СС	5	3	1	3	5
СР	3	1	1/3	1	3
ОР	1	1/3	1/5	1/3	1

=>

ФУ ГГ	ПП	ОС	СС	СР	ОР
ПП	0,077	0,059	0,097	0,059	0,077
ОС	0,231	0,176	0,161	0,176	0,231
СС	0,385	0,529	0,484	0,529	0,385
СР	0,231	0,176	0,161	0,176	0,231
ОР	0,077	0,059	0,097	0,059	0,077

=>

ГГ	Вес ФУ
ПП	0,07
ОС	0,20
СС	0,46
СР	0,20
ОР	0,07

Аналогично, проводим расчет весовых коэффициентов узлов трансформатора в соответствии с данными табл. 3.2:

ФУ ТР	ВО	ИС	МС	ОБМ	ВВ	СРН
ВО	1	1/7	1/3	1/3	1/5	1
ИС	7	1	5	5	3	7
МС	3	1/5	1	1	1/3	3
ОБМ	3	1/5	1	1	1/3	3
ВВ	5	1/3	3	3	1	5

=>

СРН	1	1/7	1/3	1/3	1/5	1
-----	---	-----	-----	-----	-----	---

ФУ ТР	ВО	ИС	МС	ОБМ	ВВ	СРН	=>	ФУ ТР	Вес ФУ
ВО	0,050	0,071	0,031	0,031	0,039	0,050		ВО	0,05
ИС	0,350	0,495	0,469	0,469	0,592	0,350		ИС	0,45
МС	0,150	0,099	0,094	0,094	0,066	0,150		МС	0,11
ОБМ	0,150	0,099	0,094	0,094	0,066	0,150		ОБМ	0,11
ВВ	0,250	0,165	0,281	0,281	0,198	0,250		ВВ	0,24
СРН	0,050	0,071	0,031	0,031	0,039	0,050		СРН	0,05

В этом случае можно упразднить два ФУ: ВО и СРН, так как они имеют наименьшие весовые коэффициенты.

Пересчитаем весовые коэффициенты оставшихся узлов с соблюдением их приоритетов.

ФУ ТР	ОБМ	ИС	ВВ	МС	
ОБМ	1	1/4	1/3	1	
ИС	4	1	2	4	=>
ВВ	3	1/2	1	3	
МС	1	1/4	1/3	1	

ФУ ТР	ОБМ	ИС	ВВ	МС		ФУ ТР	Вес ФУ
ОБМ	0,111	0,125	0,091	0,111		ОБМ	0,11
ИС	0,444	0,500	0,545	0,444	=>	ИС	0,48
ВВ	0,333	0,250	0,273	0,333		ВВ	0,30
МС	0,111	0,125	0,091	0,111		МС	0,11

Результаты проведенного расчета «весов» ФУ сведены в таблицу 1.3.

Таблица 1.3 – «Вес» функциональных узлов ТР и ГГ

Вид ЭО	ФУ ЭО	"Вес" ФУ
ТР	ОБМ	0,11
	ИС	0,48
	ВВ	0,30
	МС	0,11
ГГ	ПП	0,07
	ОС	0,20
	СС	0,46
	СР	0,20
	ОР	0,07

Для расчета индекса ТС ЭО необходимо знать оценку состояния оборудования, которую может предоставить изготовитель; диагностический контроль; испытания и мониторинг в процессе эксплуатации.

Диагностическая оценка ФУ ЭО, умноженная на «вес» ФУ в оценке ЭО дает результат, который равен индексу ТС. Тогда, если говорить об оценке ТС ЭО в целом, необходимо сложить произведения, соответствующие всем узлам ЭО.

Оценка состояния функциональных узлов и расчет индекса ТС ТР, представленных в табл. 1.4, проводится на основании экспериментальных данных, полученных с помощью различных способов диагностики [7].

Таблица 1.4 – Расчет индекса ТС для трансформатора

Название ЭО	Название ФУ	Оценка ФУ	"Вес" ЭО	ФУ	Оценка ЭО (индекс ТС)
ТР	ОБМ	85	0,11		$0,11 \times 85 + 0,48 \times 25 + 0,3 \times 78 + 0,11 \times 90 = 54,65$
	ИС	25	0,48		
	ВВ	78	0,30		
	МС	90	0,11		

Из расчетов следует, что в соответствии с индексом ТС (рисунок 1.2), состояние трансформатора считается удовлетворительным, так как этот индекс лежит в диапазоне значений от 50 до 70. Также для данного оборудования, в соответствии с таблицей 1.1, необходимо провести ряд мероприятий, направленных на усиление контроля ТС данного трансформатора, например, капитальный ремонт ЭО или его реконструкцию.

Аналогично проводится расчет индекса ТС ГГ при заданных оценках ФУ (таблица 1.5). Полученный в таблице 1.5 результат соответствует хорошему состоянию ГГ при постоянном диагностировании и профилактике работы подпятников и подшипников.

Чем хуже состояние ЭО и его функциональных узлов, тем ниже оценка ФУ и ЭО в целом. Например, если бы оценка всех ФУ отдельно равнялась бы 100 баллам, то оценка технического состояния ЭО составляла бы также 100 баллов.

Таблица 1.5 – Расчет индекса ТС для гидрогенератора

Название ЭО	Название ФУ	Оценка ФУ	«Вес» ФУ ЭО	Оценка ЭО (индекс ТС)
ГГ	ПП	50	0,07	$0,07 \times 50 + 0,20 \times 80 + 0,46 \times 85 + 0,20 \times 90 + 0,07 \times 80 = 82,2$
	ОС	80	0,20	
	СС	85	0,46	
	СР	90	0,20	
	ОР	80	0,07	

При одинаковом техническом состоянии всех узлов (в соответствии с данными контроля и диагностики) наибольший вклад в индекс технического состояния внесет узел с наибольшим “весом”. Например, у трансформатора это будет узел – “изоляционная система”, а у гидрогенератора – “активная сталь статора”.

Задание 2. Изучение способов сушки изоляции обмоток трансформаторов

2.1 Цель работы: 1) изучить способы сушки трансформаторов; 2) научить производить сушку методом потерь в стали.

2.2 Краткие теоретические сведения

Вопрос о необходимости сушки трансформаторов перед включением решается по комплексу параметров: состоянию масла; сопротивлению изоляции обмоток R_{60}/R_{15} коэффициенту абсорбции тангенсу угла диэлектрических потерь обмоток $\tan \delta$; приращению ΔC ; состоянию индикаторного силикагеля: соотношению C_2/C_{50} .

Различают следующие виды сушки: контрольный прогрев, контрольная подсушка и сушка. Все виды сушки преследуют одну цель – привести изоляцию трансформатора в состояние, отвечающее требованиям и нормам.

Бумажно-масляная изоляция в трансформаторах рассчитана на надежную работу лишь при условии ее высоких изоляционных свойств – сопротивления, электрической прочности, емкости и малых диэлектрических потерь. Эти факторы прежде всего зависят от степени увлажненности изоляции.

Благодаря своей капиллярной структуре бумажная изоляция весьма гигроскопична. Немного менее гигроскопично трансформаторное масло. Поэтому, находясь на воздухе, активная часть, даже пропитанная маслом, увлажняется. Кроме того, у старых трансформаторов без воздухоосушителей изоляция увлажняется и в процессе длительной эксплуатации. Даже изоляция вновь изготовленных обмоток имеет повышенную влажность.

Термодинамический процесс сушки заключается в том, что изоляция нагревается и влага перемещается из ее внутренних пор к поверхности, а затем в окружающую среду. Чем выше температура нагрева изоляции, тем больше разница между парциальными давлениями в соседних слоях изоляции и тем интенсивнее сушка, поэтому изоляцию нагревают до температуры 100–105 °С. В то же время эффективно снижать давление в окружающем пространстве, т. е. создавать вакуум.

Контрольный прогрев трансформаторов производится в одном из следующих случаев:

- характеристики изоляции не соответствуют нормам; продолжительность хранения трансформатора без доливки масла превышает установленный срок, но не более 7 месяцев;
- время пребывания активной части на воздухе при слитом масле превышает нормы, но не более чем вдвое;
- при наличии признаков увлажнения масла или при значениях $\Delta\text{СС}$ (для трансформаторов, транспортируемых без масла), превышающих нормы

Контрольная подсушка производится в следующих случаях:

- характеристики изоляции после контрольного прогрева не соответствуют нормам;
- наличие признаков увлажнения масла или нарушение герметичности.

Сушка производится в следующих случаях:

- на активной части или в баке обнаружены следы воды; трансформатор хранился без масла или без доливки масла более 1 года;
- индикаторный силикагель увлажнен, потерял голубой цвет; пребывание, активной части на воздухе вдвое и более превышает установленное время;
- характеристики изоляции трансформатора после контрольной подсушки не соответствуют нормам.

Сушка активной части может производиться следующими способами: в вакуум-сушильных шкафах или печах, в сушильных шкафах или печах без вакуума, в собственном баке вихревыми токами (индукционный способ), в собственном баке токами короткого замыкания, в собственном баке постоянным током, в собственном баке токами нулевой последовательности, в собственном баке сухим горячим маслом, в камере или в собственном баке сухим, горячим воздухом от тепловоздуховки. Каждым из этих способов можно добиться высококачественной сушки активной части. Однако затраты на оборудование, непосредственные энергетические затраты на нагревание, отвод излишков теплоты, циркуляцию и другое будут неодинаковы. Поэтому для каждого вида сушки применяют свои методы.

Контрольный прогрев производят с маслом без вакуума методами постоянного тока, короткого замыкания, индукционным, а также методом циркуляции нагретого масла. Температура верхних слоев масла при контрольном прогреве не должна превышать 75 °С и быть не более чем на 15 °С выше паспортной при прогреве индукционным методом и методом циркуляции и не более чем на 5 °С выше паспортной при прогреве методом постоянного тока или методом короткого замыкания. Контрольный прогрев заканчивается при температуре верхних слоев масла, превышающей на 5 °С температуру, до которой производят прогрев.

Контрольный прогрев методами постоянного тока и короткого замыкания запрещается проводить до получения положительных результатов следующих измерений: данных холостого хода при пониженном напряжении; сопротивления обмоток

постоянному току и коэффициента трансформации при выбранном положении переключателей; сопротивления изоляции обмоток, а также в случае обнаружения каких-либо дефектов активной части.

Сушка методом постоянного тока. Для прогрева трансформатора постоянным током необходимо пропускать через его обмотки (обычно используют обмотки ВН и СН) ток, близкий к номинальному. Для равномерного прогрева желательно обеспечить последовательное или параллельное соединение всех трех фаз обмоток. Иногда применяют схемы с последовательным соединением обмоток только двух фаз или схемы, в которых две фазы соединены параллельно, а третья включена последовательно.

Напряжение, подводимое для прогрева к трансформатору, в зависимости от схемы соединения его обмоток составит. В:

$$U_{np} = I_{max} \cdot R_{\phi} \cdot k$$

– при параллельном соединении всех трехфазных обмоток;

$$U_{np} = 2 \cdot I_{max} \cdot R_{\phi} \cdot k$$

– при двух фазах, соединенных параллельно и включенных последовательно с третьей;

$$U_{np} = 3 \cdot I_{max} \cdot R_{\phi} \cdot k$$

– при двух крайних фазах, включенных последовательно;

– при трех фазах, включенных параллельно.

где I_{max} – максимальный фазный ток прогреваемой обмотки, А;

R_{ϕ} – сопротивление фазы обмотки при 15°C. Ом; $k = 0.8-0.9$ коэффициент, учитывающий изменения сопротивления R_{ϕ} при нагреве.

В начале прогрева до достижения температуры верхних слоев масла 40°C допускается прогрев током, равным 1,2 номинального. В процессе прогрева термосигнализаторами контролируется температура верхних слоев масла. Температуру прогреваемой обмотки определяют по ее омическому сопротивлению R_r (которое измеряют в процессе прогрева) с помощью соотношения

$$t_r = \frac{R_r}{R_x} \cdot (235 + t_x) - 235,$$

где R_x и t_x – сопротивление и температура обмотки, указанные в паспорте трансформатора.

Время нагрева составляет не менее 10 ч, считая с момента включения трансформатора.

Сушка методом короткого замыкания. Для сушки токами короткого замыкания одну из обмоток замыкают накоротко, а на другую подают напряжение короткого замыкания, определяемое по пас. портным данным трансформатора.

Схемы включения обмоток трехфазных трансформаторов при этом методе прогрева приведены на рисунке 2.1.

Мощность для прогрева P_{np} , трехфазных трансформаторов определяется формулами, кВт:

– при потерях короткого замыкания ($P_{кз}$) менее 500 кВт и температуре обмоток 75°C:

$$P_{np} = \frac{1}{3} \cdot P_{кз}, \text{ где } P_{кз} = 500 \text{ кВт};$$

– при $P_{кз} > 500$ кВт мощность определяется по формуле: $P_{np} = 0,49 \cdot P_{кз}$

Если мощности обмоток, участвующих в прогреве, равны и неравны и питание подается на обмотку меньшей мощности, то ток прогрева (А) определяют по формуле:

$$I_{np} = I_{ном} \cdot \sqrt{\frac{P_{np}}{P_{кз}}}$$

где $I_{ном}$ – номинальный линейный ток питаемой обмотки, А.

Если мощности обмоток не равны и питание подается на обмотку большей мощности, то ток прогрева А определяют по формуле:

$$I_{np} = I_{ном} \cdot \sqrt{\frac{P_{np}}{P_{кз}}} \cdot \frac{P_{2ном}}{P_{1ном}}$$

где $P_{1ном}$ – номинальная мощность (большая) питаемой обмотки, кВт;

$P_{2ном}$ – номинальная мощность (меньшая) обмотки, замкнутой накоротко, кВт.

При этом должно соблюдаться соотношение

$$I_{np} \leq 0,7 \cdot I_{ном}$$

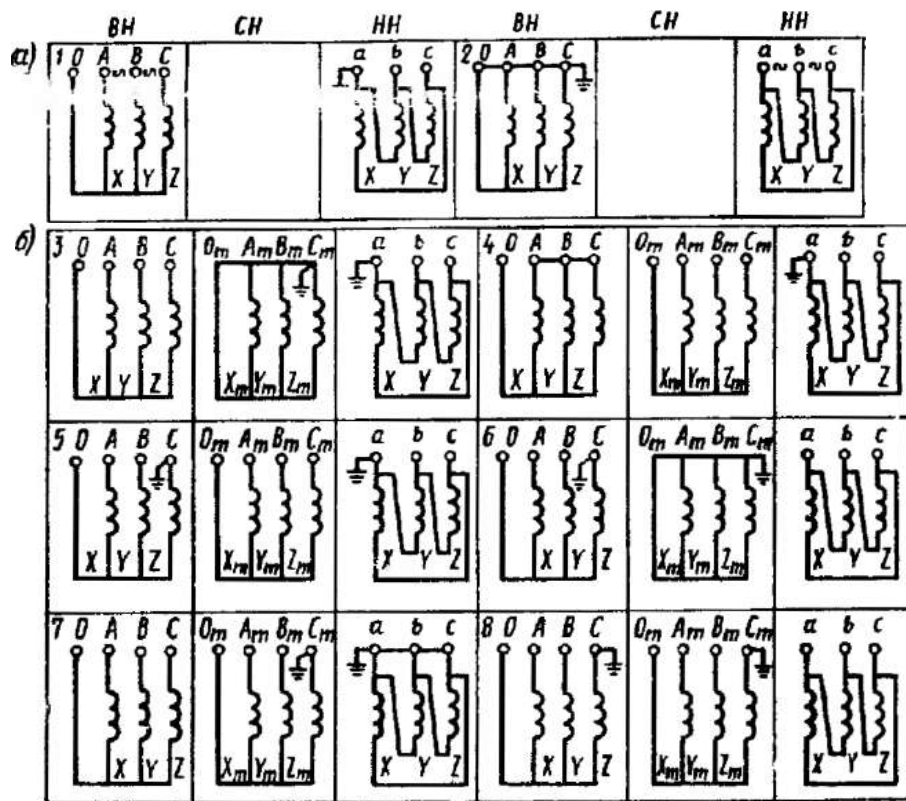


Рисунок 2.1– Схемы включения обмоток трехфазных трансформаторов при сушке методом КЗ

Напряжение прогрева трансформатора, когда мощности обмоток равны и не равны, а питание подается на обмотку большей мощности, определяют по формуле:

$$U_{np} = \frac{U_k \cdot U_{ном}}{100} \cdot \frac{I_{np}}{I_{ном}}$$

где U_k – напряжение к.з. (%) пары обмоток, участвующих в прогреве;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение питаемой обмотки, кВ.

Если мощности обмоток, участвующих в прогреве, не равны и питание подается на обмотку меньшей мощности, то напряжение прогрева определяют по формуле:

$$U_{np} = \frac{U_k \cdot U_{ном}}{100} \cdot \frac{I_{np}}{I_{ном}} \cdot \frac{P_{2ном}}{P_{1ном}}$$

Прогрев методом короткого замыкания (как и прогрев, постоянным током) запрещается производить в случае обнаружения неисправностей, указанных выше.

Сушка методом циркуляции нагретого масла. Этот метод допускается использовать для сушки активной части трансформатора без демонтажа на месте его установки и отсоединения от сети только с отключением.

Бак трансформатора соединяют двумя маслопроводами (всасывающим и нагнетающим) с системой принудительной циркуляции масла. В систему включают маслонагреватель, фильтры и масляный насос. Схема сушки может быть и незамкнутой, когда увлажнившееся масло, поглотившее из изоляций влагу, больше не используют, а заменяют постепенно сухим горячим маслом до полного высушивания изоляции.

При незамкнутой схеме качество сушки выше, но требуется большое количество масла (примерно десятикратное от количества масла в баке).

При замкнутой схеме масло не успевает, как следует, просушиваться и попадает в бак трансформатора не таким гигроскопичным, как свежее, поэтому сушка продолжается дольше.

Существует также опасность, что масло в замкнутой системе придет в полную негодность, его остатки попадут в каналы обмотки магнитопровода и будут способствовать быстрому ухудшению вновь залитого свежего масла. Этот способ сушки особо пожароопасен и рекомендуется к применению лишь в исключительных случаях, когда возможность применения других методов сушки отсутствует.

Контрольная подсушка. Она отличается от контрольного прогрева тем, что она производится с применением вакуума 46,5 кПа (350 мм рт. ст.) при температуре верхних слоев масла, равной 80°C. Контрольная подсушка производится в том случае, если в результате контрольного прогрева характеристики изоляции не соответствуют нормам.

В процессе контрольной подсушки через каждые 12 ч производят циркуляцию масла через трансформатор в течение 4 ч. Подсушку прекращают, когда характеристики изоляции приходят в соответствие с нормами, но не ранее чем через 36 ч после того, как температура верхних слоев масла достигла 80°C для трансформаторов мощностью до 80 МВ·А.

Схема контрольной подсушки приведена на рисунке 2.2.

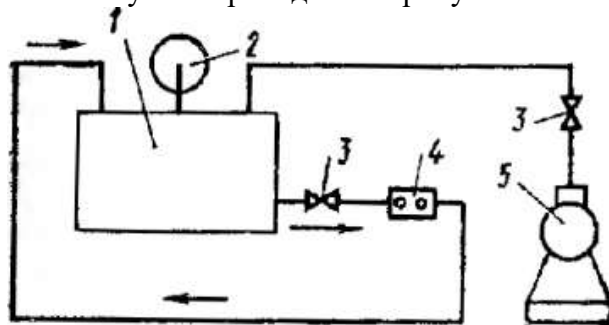


Рисунок 2.2 – Схема контрольной подсушки

Если в результате контрольной подсушки трансформатора в масле характеристики изоляции не будут соответствовать нормам, то трансформатор подлежит сушке.

2.3 Сушка трансформаторов

Сушка активной части при наличии стационарных сушильных печей, которые имеются на всех крупных электроремонтных предприятиях, может производиться как вакуумным, так и безвакуумным методами. При отсутствии печей сушку производят методом индукционных потерь в стали бака.

Сушка вакуумным методом осуществляется в вакуум-сушильных шкафах и обеспечивает быструю и высококачественную сушку с небольшими энергетическими затратами. Наиболее экономичным является паровой обогрев, менее экономичен

электрообогрев. Вакуум- сушильная печь для сутки трансформаторов I–II габаритов показана на рисунке 5.3. Применяются печи как с верхней, так и с боковой загрузкой с герметично закрывающимися дверями.

Активную часть трансформатора загружают в печь. Предварительно для контроля сушки концы обмоток соединяют между собой проводником и выводят наружу через проходной изолятор. Сушку начинают с прогрева при вакууме 80–85 кПа, постепенно увеличивая температуру до 95–105° С. Прогрев трансформаторов мощностью до 100 кВ·А длится в течение 3 ч, а большей мощностью– 5 ч. По окончании прогрева вакуум равномерно повышают и в течение 15 мин устанавливают остаточное давление около 40 кПа, которое выдерживают 1 ч. Затем в течение 15 мин вакуум повышают до максимально возможного и сушку производят до конца.

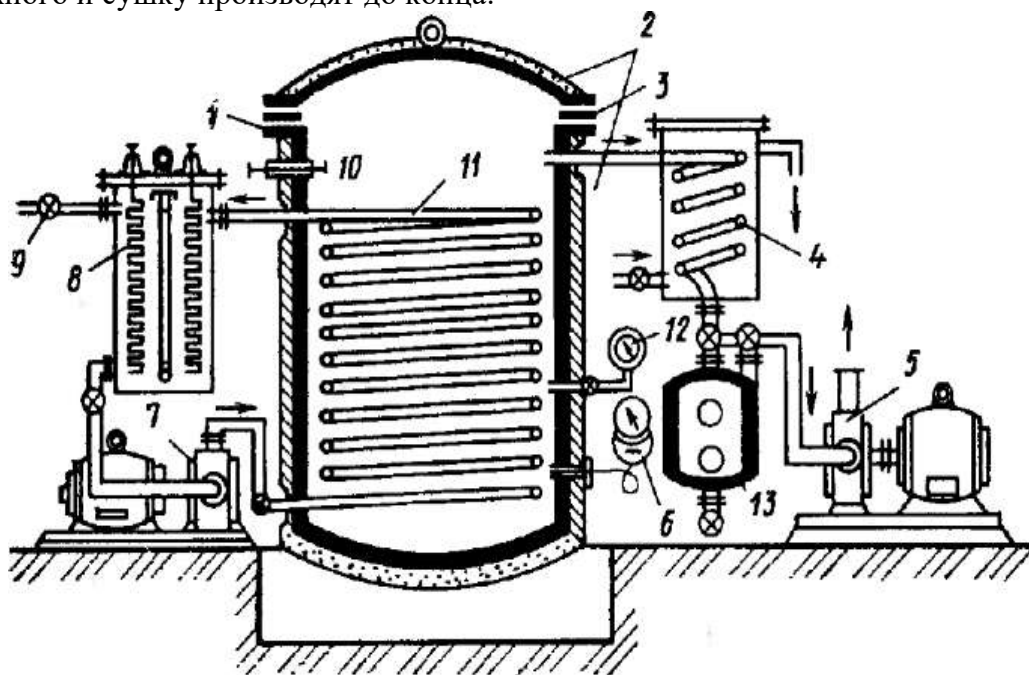


Рисунок 2.3 – Вакуум-сушильная печь для сушки активных частей трансформаторов

В процессе сушки влагу из колонки конденсатора отбирают каждый час, ее количество и значение сопротивления изоляции записывают в журнал сушки. Когда в течение 3 ч подряд (потрем измерениям) выделения влаги из колонки не будет, а показания мегаомметра будут соответствовать нормам, обогрев отключают (закрывают пар), останавливают вакуум-насосы, вакуум постепенно снимают краном для впуска воздуха, печь разгерметизируют.

Очень эффективным с точки зрения дальнейшей эксплуатации является непосредственная заливка активной части маслом в печи. В этом случае мало заполняет поры изоляции, которые прежде были заняты влагой.

Продолжительность вакуумной сушки зависит от степени увлажненности изоляции обмоток, емкости печи, мощности вакуумных насосов и герметичности уплотнений. Она должна продолжаться не менее 14 ч. Характерный график вакуумной сушки представлен на рисунке 2.4.

Достоинствами вакуумной сушки являются быстрота, высокое качество и стабильная технология, а недостатками – необходимость постоянно поддерживать в исправном состоянии сложное и дорогостоящее оборудование и в связи с этим высокие эксплуатационные расходы (в сушильном отделении должно быть организовано круглосуточное дежурство); необходимость поддержания очень глубокого вакуума, который трудно поддерживать, так как уплотнения печи изнашиваются быстро, а замена их сложна и дорога.

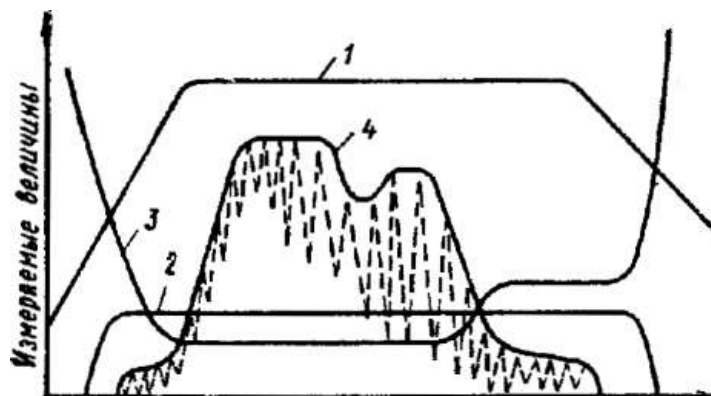


Рисунок 2.4 – Кривые сушки изоляции обмоток трансформатора

Безвакуумная сушка осуществляется в стационарных тупиковых печах с электрическим, паровым, индукционным или калориферным подогревом. Активную часть трансформатора загружают на тележку, вкатывают в печь, печь закрывают и включают обогрев. Сушка ведется естественно дольше, чем в вакуумной печи.

Измеряют сопротивление изоляции на трех изоляционных участках: обмотки ВН по отношению к обмоткам НН, присоединенным к корпусу; обмотки НН по отношению к обмоткам ВН, присоединенным к корпусу; соединенных между собой обмоток ВН и НН по отношению к корпусу. Для возможных замеров все выводные концы обмоток ВН соединяют между собой, концы обмоток НН также соединяют между собой. От этих соединений, а также от ярмовых балок (корпуса) выводят наружу провода.

При безвакуумном методе сушки не требуются уплотнения, а используются электрическая и тепловая изоляция выводных проводов от горячих металлических частей печи. Контроль температуры в кечи осуществляется термопарами *или* другими термодатчиками. Для ускорения процесса сушки ближе к ее окончанию рекомендуется проводить одну-две 20-минутные продувки печи теплым *или* окружающим сухим воздухом для удаления скопившихся в ней паров. При калориферном обогреве печей этого не требуется, так как в печи воздух постоянно циркулирует.

Сушка активной части в баке токами нулевой последовательности. Этот метод заключается в том, что к одной из обмоток трехфазного трансформатора подводят пониженное однофазное переменное напряжение U и обмотки соединяют так, чтобы возбуждаемые в стержнях магнитные потоки имели одинаковые значения и направлены во всех стержнях. Замыкаясь через воздух, металлические детали и бак, они вызывают в них потери от вихревых токов, чем и создается нагрев.

При этом способе сушки, как и при индукционном, теплота идет от металлических частей через бумажную изоляцию к проводам, поэтому способ неэкономичен.

Для трансформаторов I–II габаритов со схемой соединения «звезда – звезда» и номинальными напряжениями 6300–230 В напряжение (U), подводимое к обмотке НН

$$U = \frac{200}{\sqrt{S_{ном}}}$$

где $S_{ном}$ – номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Необходимость подбора напряжения при других схемах соединения обмоток опытным путем, а также необходимость распайки обмоток при соединении одной из обмоток в треугольник *или* зигзаг – серьезные недостатки метода. Поэтому область применения его крайне ограничена.

Сушка методом индукционных потерь в стали бака – самый распространенный способ сушки активных частей трансформаторов.

Бак трансформатора утепляют, обматывают намагничивающей обмоткой. Она может быть однофазной (что вполне достаточно для трансформаторов I-II габаритов) или трехфазной. К обмотке подключают источник переменного тока от силовой сборки 220 или 380/220 В через двух- или трехполюсной автомат или рубильник.

При прохождении тока по обмотке в стальных стенках бака возбуждается магнитный поток, который, замыкаясь по периметру бака, вызывает в нем вихревые токи, нагревающие бак. Теплота от бака передается активной части.

Предварительными расчетами по эмпирическим формулам определяют количество витков намагничивающей обмотки, а при сушке в зависимости от фактической температуры изменяют количество витков. Для этого намагничивающая обмотка может быть выполнена с одним-двумя регулировочными ответвлениями (рисунок 2.5).

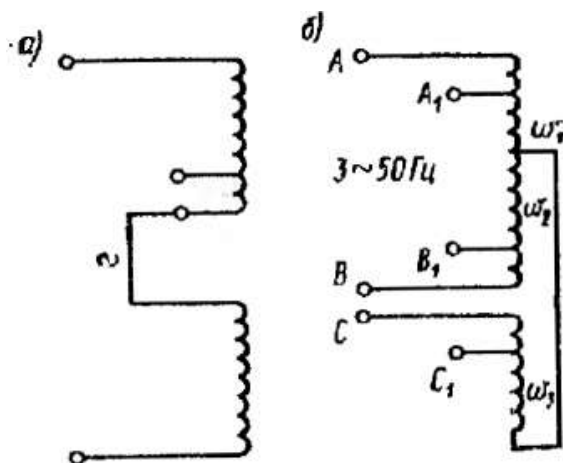


Рисунок 2.5 – Схема намагничивающей обмотки:

Сушку активной части можно производить как с маслом, так и без масла, и в зависимости от этого механизм сушки действует по-разному. Масло является теплоносителем и одновременно гигроскопичной средой, отбирающей влагу из изоляции. В масле целесообразно сушить активную часть с промасленными обмотками, т.е. при ремонте без замены обмоток. Новые обмотки сушат без масла.

Для ускорения сушки предусматривают принудительную циркуляцию воздуха в полости бака, для чего на одном из отверстий в крышке бака устанавливают вытяжной вентилятор, включаемый периодически.

Температуру изоляции на разных высотах обмоток, верхнего и нижнего ярма, стенки бака и воздуха в верхней части бака контролируют термopарами. Температура изоляции поддерживается в пределах 95–105°С, а стенок бака в пределах 110–130°С.

В начале сушки, после того как температура обмоток достигнет 85–100°С, в баке создают вакуум 200 мм рт. ст. (27 кПа) для удаления паров из бака. В дальнейшем вакуум уменьшают и к окончанию сушки доводят до предельно допустимого для данной конструкции. Обычный диапазон рабочего вакуума 40–50 кПа.

В процессе сушки измеряются температуры и сопротивления изоляции. В начале сушки измерения проводят каждые 4 ч, а к окончанию сушки – каждый час. Параметры записывают в журнал сушки.

Сушка заканчивается, когда установившееся значение сопротивления изоляции, соответствующее нормам, продолжает оставаться неизменным в течение 6 ч. После этого отключают индукционную обмотку, дают остыть активной части до 60–70°С, уплотняют все отверстия нижней части бака, и заливают активную часть в баке сухим трансформаторным маслом.

Расчет параметров индукционной обмотки ведут следующим образом. Мощность индукционной обмотки нагрева, кВт

$$P_{об} = \Delta p \cdot l \cdot h$$

где A_p – удельный расход мощности, кВт/м², определяемый таблицами 5.1;
 l – периметр бака, м; h – высота бака, м.

Число витков намагничивающей обмотки при питании однофазным током частотой 50 Гц

$$\omega = A \cdot U \cdot l$$

где A – коэффициент, зависящий от удельного расхода мощности, определяемый по таблице 2.1;

U – напряжение питания обмотки намагничивания;

l – периметр бака трансформатора, м.

Таблица 2.1 – Удельный расход мощности для прогрева трансформатора

Периметр бака трансформатора, м	Удельный расход мощности Δp , кВт/м ²
До 10	До 1,9
От 10 до 15	От 2 до 2,8
От 16 до 20	От 2,9 до 3,6
От 21 до 26	От 3,7 до 4

Ток в обмотке, А

$$I = \frac{P_{об} \cdot 10^3}{U \cdot \cos \varphi}$$

где $P_{об}$ – мощность обмотки нагрева бака, кВт; U – напряжение питания, В;
 $\cos \varphi$ выбирают равным 0,5 – 0,6.

Сечение провода намагничивающей обмотки, мм²,

$$S = \frac{I}{j}$$

где I – ток в обмотке, А; j – допустимая плотность тока, А / мм²

для медных неизолированных проводов $j = 6$ А / мм²,

для изолированных проводов $j = 3 - 3,5$ А / мм²;

для алюминиевых неизолированных проводов $j = 5$ А / мм²;

для изолированных $j = 2,4 - 2,5$ А/мм².

2.4 Методические указания

Герметичность бака проверяют созданием в нем вакуума 350 мм рт. ст. (47 кПа) и поддержанием его в течение 1 ч. Если натекание за 1 ч не превышает 20 мм рт. ст. (2,7 кПа), бак считают герметичным.

Утепление бака производят асбестовым полотном в 2–3 слоя в зависимости от толщины полотна. Толщина теплоизоляции стенок должна быть 10–15 мм, а крышки бака 15–20 мм. Намотка витков однофазной обмотки ведется в одну сторону, причем неравномерно: к середине обмотка наматывается реже, а к дну бака и к крышке шаг намотки уменьшается. В нижней части бака накладывается 50–60 % намагничивающей обмотки.

Внутренняя часть бака должна быть насухо вытерта. Зажим для заземления соединяют перемычкой к заземляющему контуру.

2.5 Порядок выполнения работы

1. Рассчитать сечение и количество витков намагничивающей обмотки и произвести намотку на утепленный бак.
2. Решить индивидуальные задачи согласно своему варианту.
3. Составить отчет по работе.

Таблица 2.2 – Данные для задачи № 1

№ варианта	$S_{ном}$, кВ·А	h , м	l , м	$\cos\varphi$	Δp , кВт/м ²	j , А/мм ²	A
1	40	1	2	0,5	0,85	5	2,18
2	63	1,5	3	0,52	0,95	5	2,07
3	25	0,75	1,5	0,53	1,05	5	1,97
4	40	1	2	0,54	1,15	5	1,88
5	63	1,5	3	0,55	1,25	5	1,81
6	40	1	2	0,56	1,4	5	1,74
7	25	0,75	1,5	0,57	1,5	5	1,68
8	63	1,5	3	0,58	1,7	5	1,62
9	25	0,75	1,5	0,59	2	5	1,54
10	40	1	2	0,51	2,2	5	1,49
11	63	1,5	3	0,6	2,5	5	1,42

2.6 Контрольные вопросы

1. В чем сущность процесса сушки?
2. Какие виды сушки применяют и в каких случаях?
3. В чем сущность различных методов сушки, их достоинства и недостатки.
4. В каких случаях запрещается производить контрольный прогрев методами постоянного тока и короткого замыкания?

3 Общие требования к написанию и оформлению работы

Рекомендуется следующая структура работы:

1. Титульный лист.
2. Основная часть: выполнение заданий.
3. Список использованной литературы.

Основную часть контрольной работы составляет выполнение заданий согласно своего варианта. В этом разделе приводятся условия заданий и их решение с необходимыми пояснениями.

Список использованной литературы должен быть оформлен согласно ГОСТ 7.1 – 2003.

В конце работы должен быть приведен список использованной литературы. При использовании источников INTERNET обязательно должна быть ссылка на используемые сайты.

4 Рекомендации по выполнению задания

Студент для выполнения контрольной работы обязан:

- получить задание;
- выполнить полученное задание;
- написать контрольную работу в соответствии с предъявляемыми требованиями;
- защитить ее в установленные сроки.

Учебно-методическое обеспечение контрольной работы осуществляется выпускающей кафедрой. Ответственный преподаватель проводит консультации студентов по возникающим вопросам согласно графику консультаций, проверяет выполнение работы.

5 План-график выполнения задания

Календарный план выполнения контрольной работы следующий:

1. Выдача задания – 2 неделя.
2. Решение задач – 3-10 недели.
3. Оформление контрольной работы – 11 неделя.
4. Сдача на проверку – 12 неделя.
5. Доработка контрольной работы – 13 неделя.
6. Защита контрольной работы – 16 неделя.

6 Критерии оценивания работы

Оценивается контрольная работа дифференцированно. При оценке контрольной работы учитываются: содержание работы, правильность выполнения заданий.

Оценка «отлично» выставляется студенту, если он глубоко и прочно усвоил программный материал, исчерпывающе, последовательно, четко и логически стройно его излагает, умеет тесно увязывать теорию с практикой, свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний, причем не затрудняется с ответом при видоизменении заданий,

использует в ответе материал монографической литературы, правильно обосновывает принятое решение, владеет разносторонними навыками и приемами выполнения практических задач.

Оценка «хорошо» выставляется студенту, если он твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения.

Оценка «удовлетворительно» выставляется студенту, если он имеет знания базового уровня, но не усвоил его деталей, допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, нарушения логической последовательности в изложении программного материала, испытывает затруднения при выполнении практических работ.

Оценка «неудовлетворительно» выставляется студенту, если он не знает значительной части программного материала, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями выполняет практические работы.

7 Порядок защиты работы

Контрольная работа представляется к защите после проверки преподавателем и устранения студентом обнаруженных ошибок и недостатков.

8 Список рекомендуемой литературы

Основная литература:

1. Короткевич, М. А. Эксплуатация электрических сетей : Учебник / Короткевич М. А. – Минск : Вышэйшая школа, 2014. – 351 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-985-06-2397-3
2. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин : Конспект лекций / Попов Е. В. – Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2007. – 98 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks.

3. Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учеб. пособие для вузов / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. – Москва : ФОРУМ, 2013. – 287 с. : ил., табл. ; 22 см. – Библиогр.: с. 282-283. – ISBN 978-5-91134-797-0. – ISBN 978-5-16-009088-7

Дополнительная литература:

1. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин Электронный ресурс : Конспект лекций / Е. В. Попов. – Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин. – Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2007. – 98 с. – Книга находится в премиум-версии ЭБС IPR BOOKS. – ISBN 2227-8397

2. Лыкин, А. В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов : Учебное пособие / Лыкин А. В. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2013. – 227 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-5-7782-2262-5

3. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592с. : ил. – Гриф: Доп. МО. – Библиогр.: с. 585-586. – ISBN 5-283-01012-0

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://catalog.ncstu.ru> – электронные каталоги Ассоциации электронных библиотек учебных заведений и организаций СКФО;

2. <http://window.edu.ru> – Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам".

3. <http://biblioclub.ru> – универсальная библиотека online.

4. <http://tpu.ru/> - Сайт Национального Исследовательского Томского Политехнического Университета.

5. <http://www.news.elteh.ru/> Сайт: новости электротехники. Информационно – справочное издание.

6. <http://www.npi-tu.ru/> - Сайт Южно – Российского государственного технического университета (Новочеркасский политехнический институт) (ЮРГТУ НПИ).

7. <http://www.iural.ru> – Сайт Уральского Федерального университета (УрФУ) им. Первого Президента России Б.Н.Ельцина.

8. <http://www.spbstu.ru/> - Сайт Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.

9. <http://ispu.ru/> - Сайт Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина.

10. <http://www.garant.ru/> - информационно – правовой портал

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ СТУДЕНТОВ ПО
ОРГАНИЗАЦИИ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ПО
ДИСЦИПЛИНЕ**

«Эксплуатация электроэнергетических систем»

Ставрополь,
2025

Настоящие методические указания предназначены для студентов, обучающихся по направлению 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

Настоящие методические указания разработаны в соответствии с федеральным государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования, рабочим учебным планом и рабочей программой дисциплины «Эксплуатация ЭЭС».

В настоящем учебном пособии приведены методика и порядок проведения самостоятельной работы студентов по дисциплине «Эксплуатация электрических сетей». Оно содержит план-график выполнения самостоятельной работы, контрольные точки и виды отчетности по ним. Приведены рекомендации по организации работы с литературой, методические указания по видам работ, предусмотренных рабочей программой дисциплины, и список рекомендуемой литературы. Учебно-методическое пособие составлено в соответствии с Государственным образовательным стандартом высшего профессионального образования и программой дисциплины «Эксплуатация ЭЭС» и предназначено для студентов очной и заочной формы обучения направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение

Общая характеристика самостоятельной работы студента при изучении дисциплины

План-график выполнения самостоятельной работы

Контрольные точки и виды отчетности по ним

Методические рекомендации по изучению теоретического материала

Методические указания по подготовке к семинарским (практическим) занятиям

Методические указания по подготовке к экзамену (зачету)

Список рекомендуемой литературы

Введение

Самостоятельная работа является внеаудиторной и предназначена для самостоятельного изучения определенных тем дисциплины по материалам, рекомендованным преподавателем, а также в порядке подготовки к практическим занятиям.

Для достижения этой цели в процессе изучения дисциплины решаются следующие задачи: ознакомление студентов с нормативно-правовой базой в области эксплуатации электрических сетей; ознакомление с физическими процессами, возникающими в процессе эксплуатации электрооборудования электрических сетей номинальным напряжением 35 кВ и выше; изучение методов оценки состояния электрооборудования; изучение принципов организации технического обслуживания и ремонта электрооборудования; ознакомление с правилами выполнения переключений в электрических сетях номинальным напряжением 35 кВ и выше.

Содержание внеаудиторной самостоятельной работы определяется в соответствии с рекомендуемыми видами заданий согласно примерной программы учебной дисциплины.

Перед выполнением студентами внеаудиторной самостоятельной работы преподаватель проводит инструктаж по выполнению задания, который включает цель задания, его содержание, сроки выполнения, ориентировочный объем работы, основные требования к результатам работы, критерии оценки. В процессе инструктажа преподаватель предупреждает студентов о возможных типичных ошибках, встречающихся при выполнении задания. Инструктаж проводится преподавателем за счет объема времени, отведенного на изучение дисциплины.

Самостоятельная работа может осуществляться индивидуально или группами студентов в зависимости от цели, объема, конкретной тематики самостоятельной работы, уровня сложности уровня умений обучающихся.

В процессе изучения дисциплины студент должен выполнить контрольную работу.

Контрольная работа формируется из многовариантных заданий по темам дисциплины.

Целью выполнения контрольной работы является закрепление теоретических знаний по дисциплине, практическое применение знаний.

Варианты задания выдаются индивидуально.

Перед решением, необходимо изучить теоретический материал по заданной теме.

Целями выполнения контрольной работы является получение практических навыков, необходимых для решения изучаемых задач.

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ СТУДЕНТА ПРИ ИЗУЧЕНИИ ДИСЦИПЛИНЫ

Основная задача высшего образования заключается в формировании творческой личности специалиста, способного к саморазвитию, самообразованию, инновационной деятельности. Решение этой задачи вряд ли возможно только путем передачи знаний в готовом виде от преподавателя к студенту. Для решения этой задачи в учебные планы всех специальностей включена самостоятельная работа, составляющая 50% учебного времени студента.

В широком смысле под самостоятельной работой студентов следует понимать совокупность всей самостоятельной деятельности студентов как в учебной аудитории, так и вне ее, в контакте с преподавателем и в его отсутствие.

В учебном процессе выделяют два вида самостоятельной работы:

- аудиторная;
- внеаудиторная.

Аудиторная самостоятельная работа по дисциплине выполняется на учебных занятиях под непосредственным руководством преподавателя и по его заданию.

Внеаудиторная самостоятельная работа выполняется студентом по заданию преподавателя, но без его непосредственного участия.

Содержание внеаудиторной самостоятельной определяется в соответствии с рекомендуемыми видами заданий согласно примерной и рабочей программ учебной дисциплины. Видами заданий для внеаудиторной самостоятельной работы являются:

- для овладения знаниями: чтение текста (учебника, первоисточника, дополнительной литературы), составление плана текста, графическое изображение структуры текста, конспектирование текста, выписки из текста, работа со словарями и справочниками, ознакомление с нормативными документами, учебно-исследовательская работа, использование аудио- и видеозаписей, компьютерной техники и Интернета и др.

- для закрепления и систематизации знаний: работа с конспектом лекции, обработка текста, повторная работа над учебным материалом (учебника, первоисточника, дополнительной литературы, аудио и видеозаписей, составление плана, составление таблиц для систематизации учебного материала, ответ на контрольные вопросы, заполнение рабочей тетради, аналитическая обработка текста (аннотирование, рецензирование, реферирование, конспект-анализ и др), подготовка мультимедиа сообщений/докладов к выступлению на семинаре (конференции), подготовка реферата, составление библиографии, тематических кроссвордов, тестирование и др.

- для формирования умений: решение задач и упражнений по образцу, решение вариативных задач, выполнение чертежей, схем, выполнение расчетов (графических работ), решение ситуационных (профессиональных) задач, подготовка к деловым играм, проектирование и моделирование разных

видов и компонентов профессиональной деятельности, опытно экспериментальная работа, рефлексивный анализ профессиональных умений с использованием аудио- и видеотехники и др.

Самостоятельная работа может осуществляться индивидуально или группами студентов в зависимости от цели, объема, конкретной тематики самостоятельной работы, уровня сложности, уровня умений студентов. Контроль результатов внеаудиторной самостоятельной работы студентов может осуществляться в пределах времени, отведенного на обязательные учебные занятия по дисциплине и внеаудиторную самостоятельную работу студентов по дисциплине, может проходить в письменной, устной или смешанной форме.

Следует с первых дней обучения в вузе приучать себя к целесообразному распределению занятий по месяцам и неделям семестра. При этом очень важна равномерная работа как основное условие успешных занятий в вузе.

Высшей ступенью обучения является приобретение навыков самостоятельной творческой работы, а творческому применению знаний нужно учиться параллельно с их приобретением.

Задачами самостоятельной работы студентов по дисциплине «Эксплуатация электрических сетей» являются:

- формирования готовности студентов к поиску, обработке и применению информации для решения профессиональных задач;
- систематизация и закрепление полученных теоретических знаний и практических умений студентов;
- развитие познавательных способностей и активности студентов, творческой инициативы, самостоятельности, ответственности и организованности;
- формирование самостоятельности мышления, способностей к саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации;
- выработка навыков эффективной самостоятельной профессиональной деятельности;
- изучение теоретических положений и получение практических навыков по оформлению оперативной документации.

ПЛАН-ГРАФИК ВЫПОЛНЕНИЯ САМОСТОЯТЕЛЬНОЙ РАБОТЫ

Общий объём самостоятельной работы в рамках изучения дисциплины «Эксплуатация ЭЭС» составляет 54 часа для очной формы обучения и 99 часов для заочной формы обучения.

В структуре самостоятельной работы предусмотрено написание контрольной работы, самостоятельное изучение теоретического материала, подготовка к практическим занятиям.

Также рабочей программой дисциплины «Эксплуатация электрических сетей» предусмотрено выполнение контрольной работы.

КОНТРОЛЬНЫЕ ТОЧКИ И ВИДЫ ОТЧЕТНОСТИ ПО НИМ

Успеваемость студентов по дисциплине оценивается в ходе текущего и промежуточного контроля.

Текущий контроль осуществляется в течение семестра:

- на семинарских, практических занятиях;
- по всем формам самостоятельной работы студентов (коллоквиум, расчетно- графическая работа, контрольная работа, реферат, тестирование)

Промежуточный контроль – это экзамен по дисциплине в период сессии.

В начале семестра студенческая группа получает график контрольных мероприятий с указанием форм и сроков их проведения, с указанием баллов за каждое контрольное мероприятие.

Контрольные точки по самостоятельной работе

№ п/п	Вид деятельности студентов	Сроки выполнения	Количество баллов
1.	Практические занятия 1-7	8 неделя	15
2.	Практические занятия 8-12	13 неделя	15
3.	Практические занятия 13-18	18 неделя	15
4.	Контрольная работа	16 неделя	10
	Итого за 7 семестр		55
	Итого		55

Максимально возможный балл за весь текущий контроль устанавливается равным **55**. Текущее контрольное мероприятие считается сданным, если студент получил за него не менее 60% от установленного для этого контроля максимального балла. Рейтинговый балл, выставляемый студенту за текущее контрольное мероприятие, сданное студентом в установленные графиком контрольных мероприятий сроки, определяется следующим образом:

Уровень выполнения контрольного задания	Рейтинговый балл (в % от максимального балла за контрольное задание)
Отличный	100
Хороший	80
Удовлетворительный	60
Неудовлетворительный	0

Промежуточная аттестация

Промежуточная аттестация в форме **зачета или дифференцированного зачета**.

Процедура зачета (дифференцированного зачета) как отдельное контрольное мероприятие не проводится, оценивание знаний обучающегося происходит по результатам текущего контроля.

Зачет выставляется по результатам работы в семестре, при сдаче всех контрольных точек, предусмотренных текущим контролем успеваемости. Если по итогам семестра обучающийся имеет от 33 до 60 баллов, ему ставится отметка «зачтено». Обучающемуся, имеющему по итогам семестра менее 33 баллов, ставится отметка «не зачтено».

Количество баллов за зачет ($S_{зач}$) при различных рейтинговых баллах по дисциплине по результатам работы в семестре

Рейтинговый балл по дисциплине по результатам работы в семестре ($R_{сем}$)	Количество баллов за зачет ($S_{зач}$)
$50 \leq R_{сем} \leq 60$	40
$39 \leq R_{сем} < 50$	35
$33 \leq R_{сем} < 39$	27
$R_{сем} < 33$	0

Проверка подготовки к практическим занятиям проводится в форме защиты отчетов по данным виду занятия.

В результате выполнения практических занятий студент должен отвечать на заданные контрольные вопросы и уметь выполнять практические задания.

Максимальное количество баллов студент получает, если оформление ответов и заданий соответствует установленным требованиям, задания выполнены правильно и в полном объеме. Основанием для снижения оценки являются:

- Неполное выполнение задания по практике
- Некорректность результатов
- Неполные ответы на контрольные вопросы по практическим занятиям

Защита контрольной работы состоит в коротком докладе студента по выполненной работе и в ответах на вопросы.

Оценка «отлично» ставится студенту, который в срок, в полном объеме и на высоком уровне выполнил контрольную работу. При защите и написании работы студент продемонстрировал приобретенные навыки и умения. Тема, заявленная в работе раскрыта полностью, все выводы студента подтверждены материалами исследования и расчетами. Отчет подготовлен в соответствии с предъявляемыми требованиями.

Оценка «хорошо» ставится студенту, который выполнил контрольную работу, но с незначительными замечаниями, был менее самостоятелен и инициативен. Тема работы раскрыта, но выводы носят поверхностный характер, практические материалы обработаны не полностью.

Оценка «удовлетворительно» ставится студенту, который допускал просчеты и ошибки в работе, не полностью раскрыл заявленную тему, делал поверхностные выводы, слабо продемонстрировал аналитические способности и навыки работы с теоретическими источниками.

Оценка «неудовлетворительно» ставится студенту, который не выполнил контрольную работу, либо выполнил с грубыми нарушениями требований, не раскрыл заявленную тему, не выполнил практической части работы.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИЗУЧЕНИЮ ТЕОРЕТИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА

Большая часть самостоятельной работы студента состоит в **изучении литературы**. Одна из задач студента – научиться самостоятельно работать с книгой, а это требует определенных затрат энергии и времени. Поэтому надо научиться делать эту работу рационально, то есть необходимо учиться читать.

Как работать с учебной и научной книгой

Методы эффективной работы с книгой в целях развития интеллекта можно условно разделить на две группы:

1. Правильная организация процесса чтения
2. Повышение скорости чтения и восприятия.

В комплексе оба метода могут в 2-3 раза сократить время прочтения различных материалов.

При чтении текста мозг формирует «свою трактовку содержания» прочитанного. Происходит перекодирование сообщения на языке собственных мыслей читателя. Мозг выделяет «ядерное», сущностное значение из текста. Эффективность такой перекодировки зависит от осмысления и внимательности чтения.

Как показали эксперименты, знание и умелое применение некоторых упражнений дают возможность извлекать «ядерное» значение в тексте быстро и надежно. Эти упражнения основаны на использовании дифференциального алгоритма чтения. Центральное место в этом алгоритме занимает «блок доминанта». Это слово в переводе с латинского языка означает «господствующий, основной, главный». Что же такое доминанта применительно к тексту?

Доминанта – главная смысловая часть текста. Она выражается своими словами, на языке собственных мыслей, является результатом переработки текста, его осмысления в соответствии с индивидуальными особенностями читателя, выявления основного замысла автора.

Дифференциальный алгоритм чтения в соответствии с блоками позволяет реализовать логико-семантический анализ текста: вначале выделить ключевые слова, затем построить смысловые ряды и, наконец, выделив цепь знаний, сформулировать доминанту. Именно так и только так (по О.А. Андрееву) можно увидеть главное, действительно, проникнуть в суть вещей, явлений, излагаемых автором.

Возможны три основных способа чтения.

- Первый способ – артикуляция или проговаривание вслух (или почти вслух) того, что читаешь. Скорость такого чтения невелика.
- Второй способ – чтение про себя, при котором речевой процесс проявлен в форме внутренней речи, то есть без открытой артикуляции. Текст,

при этом усваивается более эффективно. Способ в принципе допускает быстрое чтение.

- Третий, наиболее совершенный способ чтения – тоже молча, но в условиях максимального сжатия внутренней речи, при котором она проявляется в виде коротких залпов ключевых слов и смысловых рядов, адекватно отражающих смысл текста.

Итак, артикуляция замедляет процесс чтения и от нее необходимо избавиться. Однако не приведет ли сокращение артикуляции при повышении скорости чтения к снижению качества восприятия и осмысления полученной информации?

Как показали исследования психологов, иногда при чтении слова могут быть заменены наглядными представлениями, пространственными схемами. Целые группы слов – одним словом.

Быстро читающие люди обладают способностью, не проговаривая читаемый текст, сразу улавливать и фиксировать замысел автора, а затем усваивать его на уровне внутренней речи. В этом случае, несмотря на высокую скорость чтения, происходит глубокое понимание и усвоение прочитанного, так как основная идея понятна с самого начала. Задачу научиться такому чтению можно решать в два этапа. Первый предполагает сокращение артикуляции, если она ярко выражена, второй – овладение приемами чтения, при которых текст воспринимается крупными информационными блоками.

Перед углубленным чтением любого текста (статьи, книги, конспекта, лекции перед экзаменом) сначала бегло просмотрите его целиком. При этом постарайтесь выявить основные стержневые идеи, наиболее крупные части и логику их изложения. Лишь после такого просмотра переходите к более детальному чтению.

Перед чтением статьи или параграфа учебника попробуйте проделать следующее: прочитайте внимательно первый абзац, потом бегло просмотрите первые или последние фразы следующих абзацев (в них обычно содержится основная информация), обратите внимание на курсивы, разрядки, подзаголовочный текст и, наконец, внимательно прочтите один-два последних абзаца; постарайтесь выявить основное направление текста и его построение.

Прочитав в тексте интересную идею, полезно остановить свое внимание на ней, прислушаться к тем мыслям, которые она у вас вызвала, подумать о тех последствиях, которые из нее вытекают, попытаться развивать ее дальше.

Существенно замедляют чтение регрессии – частые возвратные движения глаз, многократное повторное прочитывание материала. Возвратиться к уже прочитанному, но недостаточно хорошо понятому участку лучше всего, когда прочитан законченный смысловой фрагмент текста и сделана хотя бы попытка его осмысления, а не в процессе чтения предложения.

Любой текст не однороден по своей информационной насыщенности. В некоторых предложениях, абзацах сконцентрировано очень много информации, например, формулируются основные положения, ведущие идеи

и т.д., а другие служат лишь иллюстрацией, фоном. Таким образом, текст имеет «смысловой рельеф». Чем точнее читатель умеет определить степень важности каждого отрезка текста и приспособить к «смысловому барьеру» способ своего чтения (то есть замедлить и углубить в более важных местах и ускорять в менее важных), тем продуктивнее чтение. Постарайтесь гибко варьировать способ работы с текстом в соответствии с его «смысловым барьером».

Чтобы чтение было эффективным, попробуйте по прочитанному всегда отвечать на 6 вопросов: *«Кто делает? Что делает? Когда? Почему? Где? Как?»*

Формы ведения записей

Самостоятельная работа с книгой может быть успешной, если текст не только прочитан, но и законспектирован. Существует несколько **форм записей**, но любая форма записи не даст нужного результата, если не будет пробуждать мысли того, кто ее ведет, если отсутствует активная работа ума и формирование своих выводов из прочитанного.

Выбор формы записи зависит от индивидуальных особенностей человека, его образованности и опыта. При этом не меньшую роль играет назначение записей, то есть то, какие задачи ставит перед собой человек (для самообразования, для выступления на семинаре, для использования в будущем).

Введение записей мобилизует наряду со зрительной памятью, также и моторную память. Кроме того, у человека, систематически ведущего записи изучаемой литературы, создается свой фонд материалов для быстрого повторения и мобилизации накопленных знаний.

Все записи должны быть убористыми и компактными. Интервалы между строками должны быть достаточными, чтобы вписывать дополнения. Рекомендуются вести записи ручкой, а карандашом или ручкой другого цвета пользоваться для отметок и выделений при последующей работе. Полезно также датировать записи.

Записи могут носить различный характер: план, выписки, тезисы, аннотирование, конспектирование, реферирование.

1. План - наиболее краткая формой записи. Это перечень вопросов, рассматриваемых в книге или статье. План обычно раскрывает структуру произведения, логику автора, способствует лучшей ориентации в содержании.

Так, составленным планом можно воспользоваться, чтобы вспомнить прочитанное или быстро отыскать в книге нужное место. Представление об основных пунктах плана дает оглавление книги, поэтому во многих случаях наименования глав и разделов можно использовать в качестве пунктов. Составление плана приучает логически мыслить, вырабатывать умение сжато и последовательно излагать суть вопроса в письменной и устной форме.

Существует два способа составления плана: работа над ним по ходу чтения и составление плана после ознакомления с произведением. При этом план получается более последовательным и стройным.

Трудность составления плана состоит в том, что надо выяснить для себя, прежде всего, построение изучаемого текста, ход мыслей автора и лишь затем изложить содержание работы кратко и ясно. При всей своей краткости план дает представление о содержании прочитанного. Следует учесть, что форма плана не исключает цитирования отдельных мест и обобщений. Различают простой и развернутый план. В отличие от простого плана развернутый план не только содержит перечисление вопросов, но и раскрывает основные идеи произведения, может включать выдержки из него, схемы, таблицы. Планом, особенно развернутым, необходимо пользоваться при написании выступления или статьи.

В целом развернутый план дает гораздо большее представление о произведении, его основных идеях, задачах, которые в нем решаются. Он может включать положения, замечания, собственные мысли студента.

Важно знать, что составление планов помогает вырабатывать способность к отвлеченному, абстрактному мышлению, но наибольшую пользу составление плана даст подготовленным лицам, которые бывают достаточно лишь взглянуть на перечень основных вопросов, чтобы воспроизвести содержание прочитанного.

2. Тезисы – более сложная и совершенная форма записи, чем составление плана.

Это сжатое изложение основных мыслей прочитанного произведения или подготовляемого выступления. Особенностью тезисов является их утвердительный характер.

В них сосредотачивается самое главное, только выводы и обобщения, в них меньше доказательств, иллюстрации и пояснений. Тезисы не должны повторять дословно текст, но в ряде мест могут быть близки к нему, воспроизводя некоторые характерные выражения автора, важные для понимания хода его мыслей. Составление тезисов помогает глубже понять основные идеи произведения, выделить главное в нем; приучают сжато, точно и четко сформулировать свои мысли, повышает культуру речи и письма. При составлении тезисов учитывают следующее. Прежде всего, если произведение небольшое, необходимо внимательно изучать его в целом, если большое – изучать по главам и разделам. Затем, когда будут ясны основные идеи, кратко и последовательно излагать их в виде пунктов.

Различают простые и сложные, развернутые тезисы. Если записывают только утверждение чего – либо, такой тезис называют простым, а сложным тезисом будет выражение главной мысли, содержащее, кроме утверждения, еще и краткое ее доказательство.

Часто тезисы формулируются самим автором как выводы и обобщения в заключении книги или разделах книги. Нередко тезисы выделяются в тексте другим шрифтом.

Рекомендуется делать тезисные записи своими словами, причем можно записывать один абзац за другим, учитывая смысловую связь между ними. Но в большинстве случаев следует составлять сводный тезис, сложный по форме.

При этом объединяется несколько утверждений, тесно связанных между собой.

Тезисы по содержанию очень близки к **конспекту**, но конспект носит более описательный характер, и его положения не столь категоричны, как в тезисах. Кроме того, конспект представляет собой более полную форму записи.

Следует отметить, что различие между формами записей условно, но в любой форме запись – важнейшая часть самостоятельной работы с книгой.

3. Выписки. Это записи текста из книги: теоретических положений, статистических данных, имеющих по мнению читателя важное значение.

Достоинство выписок состоит в точности воспроизведения текста книги, удобстве пользования записями при последующей работе, в накоплении обобщений и фактического материала. Выписки полезны для повторения, освежения в памяти прочитанного, для быстрой мобилизации своих знаний, когда необходимо в короткий срок вспомнить материал. Выписки выделяют из текста самое главное и тем самым помогают глубже понять его. Без них трудно обойтись при подготовке доклада, реферата, выступления. Выписки следует рассматривать как составную часть тезисов и конспектов.

Выписывать текст можно и по ходу чтения и после его завершения. В последнем случае надо замечать места, которые потом будут выписаны. Необходимо каждую выписку снабжать ссылкой на источник с указанием соответствующей страницы. Это нужно, чтобы в последствии можно было быстро найти в книге соответствующее место. Целесообразно выписывать из текста только такие места, в которых содержится самое главное, суть вопроса. Выписки должны быть ориентированы на изучение произведения в целом, а не отдельных мест, поскольку положения, вырванные из общего контакта, понимаются нередко совсем не так, как этого хотел автор. Иначе говоря, отдельно взятые, лишенные пояснений выдержки могут быть не поняты или поняты неправильно.

Выписки бывают дословные (цитаты) и «свободные», когда мысли автора излагаются своими словами. Следует учесть, что большие отрывки, которые трудно цитировать, целесообразнее в краткой форме переложить своими словами, но «яркие» и важные места лучше выписывать дословно. Каждую цитату следует заключать в кавычки. Если ее берут из середины предложения, то после вводных кавычек ставят три точки. Ставят их и в конце цитаты, если из предложения опущены последние слова.

Следует знать, что какого-либо единого метода выписок, годного для всех случаев, не существует, поскольку у каждого человека свои особенности мышления и восприятия, свой подход к теме. Все это влияет на содержание и характер выписок.

Выписки рекомендуется хранить в картотеке, конвертах или папках, на которых следует обозначить общую тему.

4. Аннотация – еще одна форма записи, являющаяся кратким обобщением содержания книги. Ею удобно пользоваться, если имеется

намерение вернуться к изучаемому произведению. Аннотация может быть необходима и для того, чтобы не забыть о нем.

Для составления аннотации надо сначала полностью прочитать и глубоко продумать произведение. При всей своей краткости аннотация может содержать отдельные фрагменты авторского текста, а не только оценку книги или статьи.

5. Резюме очень близко к аннотации. Это запись, являющаяся краткой оценкой прочитанного материала. Различие между ними состоит в том, что аннотация сжато характеризует произведение в целом, а резюме концентрирует внимание на его выводах, главных итогах.

6. Конспект – наиболее совершенная и наиболее сложная форма записи. Слово «конспект» происходит от латинского «*conspectus*», что означает «обзор, изложение». В правильно составленном конспекте обычно выделено самое основное в изучаемом тексте, сосредоточено внимание на наиболее существенном, в кратких и четких формулировках обобщены важные теоретические положения.

Конспект представляет собой относительно подробное, последовательное изложение содержания прочитанного. На первых порах целесообразно в записях ближе держаться тексту, прибегая зачастую к прямому цитированию автора. В дальнейшем, по мере выработки навыков конспектирования, записи будут носить более свободный и сжатый характер.

Конспект книги обычно ведется в тетради. В самом начале конспекта указывается фамилия автора, полное название произведения, издательство, год и место издания. При цитировании обязательная ссылка на страницу книги. Если цитата взята из собрания сочинений, то необходимо указать соответствующий том. Следует помнить, что четкая ссылка на источник – непереносимое правило конспектирования. Если конспектируется статья, то указывается, где и когда она была напечатана.

Конспект подразделяется на части в соответствии с заранее продуманным планом. Пункты плана записываются в тексте или на полях конспекта. Писать его рекомендуется четко и разборчиво, так как небрежная запись с течением времени становится малопонятной для ее автора. Существует правило: конспект, составленный для себя, должен быть по возможности написан так, чтобы его легко прочитал, и кто-либо другой.

Формы конспекта могут быть разными и зависят от его целевого назначения (изучение материала в целом или под определенным углом зрения, подготовка к докладу, выступлению на занятии и т.д.), а также от характера произведения (монография, статья, документ и т.п.). Если речь идет просто об изложении содержания работы, текст конспекта может быть сплошным, с выделением особо важных положений подчеркиванием или различными значками.

В случае, когда не ограничиваются переложением содержания, а фиксируют в конспекте и свои собственные суждения по данному вопросу или дополняют конспект соответствующими материалами их других источников, следует отводить место для такого рода записей. Рекомендуется разделить

страницы тетради пополам по вертикали и в левой части вести конспект произведения, а в правой свои дополнительные записи, совмещая их по содержанию.

Конспектирование в большей мере, чем другие виды записей, помогает вырабатывать навыки правильного изложения в письменной форме важные теоретических и практических вопросов, умение четко их формулировать и ясно излагать своими словами.

Таким образом, составление конспекта требует вдумчивой работы, затраты времени и труда. Зато во время конспектирования приобретаются знания, создается фонд записей.

Конспект может быть текстуальным или тематическим. В **текстуальном конспекте** сохраняется логика и структура изучаемого произведения, а запись ведется в соответствии с расположением материала в книге. За основу тематического конспекта берется не план произведения, а содержание какой-либо темы или проблемы.

Текстуальный конспект желательно начинать после того, как вся книга прочитана и продумана, но это, к сожалению, не всегда возможно. В первую очередь необходимо составить план произведения письменно или мысленно, поскольку в соответствии с этим планом строится дальнейшая работа. Конспект включает в себя тезисы, которые составляют его основу. Но, в отличие от тезисов, конспект содержит краткую запись не только выводов, но и доказательств, вплоть до фактического материала. Иначе говоря, конспект – это расширенные тезисы, дополненные рассуждениями и доказательствами, мыслями и соображениями составителя записи.

Как правило, конспект включает в себя и выписки, но в него могут войти отдельные места, цитируемые дословно, а также факты, примеры, цифры, таблицы и схемы, взятые из книги. Следует помнить, что работа над конспектом только тогда будет творческой, когда она не ограничена текстом изучаемого произведения. Нужно дополнять конспект данными из других источников.

В конспекте необходимо выделять отдельные места текста в зависимости от их значимости. Можно пользоваться различными способами: подчеркиваниями, вопросительными и восклицательными знаками, репликами, краткими оценками, писать на полях своих конспектов слова: «важно», «очень важно», «верно», «характерно».

В конспект могут помещаться диаграммы, схемы, таблицы, которые придадут ему наглядность.

Составлению **тематического конспекта** предшествует тщательное изучение всей литературы, подобранной для раскрытия данной темы. Бывает, что какая-либо тема рассматривается в нескольких главах или в разных местах книги. А в конспекте весь материал, относящийся к теме, будет сосредоточен в одном месте. В плане конспекта рекомендуется делать пометки, к каким источникам (вплоть до страницы) придется обратиться для раскрытия вопросов. Тематический конспект составляется обычно для того, чтобы глубже изучить определенный вопрос, подготовиться к докладу, лекции или

выступлению на семинарском занятии. Такой конспект по содержанию приближается к реферату, докладу по избранной теме, особенно если включает и собственный вклад в изучение проблемы.

Следующим методом самостоятельной работы с книгой является **реферирование** на определенную тему. Слово реферат употребляется в двух различных значениях:

1. Краткое изложение содержания книги, научной работы;
2. Доклад за заданную тему на основе критического образа литературных источников.

7. Реферат – это один из самых сложных видов самостоятельной работы с книгой, а для этого следует овладеть более простыми приемами работы – разработкой плана, составлением тезисов и конспектов. Подготовка реферата и выступление с его изложением углубляет знания, расширяет кругозор, приучает логически, творчески мыслить, развивать культуру речи.

При просмотре литературы намечается ориентировочный план реферата, в который включается обычно 3-4 основных вопроса или раздела. Каждом из разделов формулируются подвопросы, помогающие последовательно раскрыть содержание проблемы.

В процессе изучения материала формулировки подвопросов и разделов обычно уточняются. При реферировании следует делать выписки, записывать мысли, возникающие при чтении; следует также точно записывать и определения тех понятий, которые будут использованы в реферате. Из прочитанной литературы нужно заимствовать не буквальный текст, а важнейшие мысли, идеи, теоретические положения; можно цитировать небольшие отрывки, приводить диаграммы, схемы, чертежи, но главное – высказывать собственные соображения по вопросам реферата. Приведенные выше советы следует рассматривать как примерные, предполагающие и другие подходы, поскольку у каждого человека вырабатываются свои приемы и навыки составления рефератов. Большую помощь в работе над рефератом оказывают предисловия к монографиям и сборникам. В них можно найти сведения о цели издания, а также о существующих пробелах в исследовании.

При разработке плана реферата важно учитывать, чтобы каждый его пункт раскрывал одну из сторон избранной темы, а все пункты в совокупности охватывали тему целиком. Различают несколько композиционных решений реферата: во-первых, хронологическое, когда тема раскрывается в исторической последовательности; во-вторых, описательное, при котором тема расчленяется на составные части, в целом раскрывающие определенное явление; в-третьих, аналитическое, когда тема исследуется в ее причинно-следственных связях и взаимозависимых проблемах. Важно следить за тем, чтобы каждый пункт плана был соотнесен с главной темой и не содержал повторения в других пунктах. Важными разделами реферата является вступление и заключение. Во вступлении надо обосновать актуальность темы, обозначить круг составляющих ее проблем, четко и кратко определить задачу своей работы. В заключении делаются краткие выводы, подводятся итоги. В конце реферата должен быть приложен список литературы.

В отличие от тематического конспекта реферат требует большей творческой активности, самостоятельности в обобщении изученной литературы, умения логически стройно изложить материал, оценить различные точки зрения на исследуемую проблему и высказать о ней собственное мнение. В реферате важно связать теоретические положения с практикой.

Итак, реферат – это самостоятельное произведение автора, которое должно свидетельствовать о знании литературы по данной теме, ее основной проблематике, отражать точку зрения автора реферата на эту проблематику, его умение осмысливать явления жизни на основе теоретических знаний.

При оценке реферата обычно руководствуются следующими критериями:

1. Удалось ли его автору раскрыть сущность данной проблемы;
2. Сумел ли автор показать связь рассматриваемой проблемы с жизнью;
3. Проявил ли автор самостоятельность и творческий подход в изложении реферата;
4. Можно ли считать реферат логически стройным и т.д.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ПО РАБОТЕ С ЛИТЕРАТУРОЙ

При изучении дисциплины у студентов должен вырабатываться рационально-критический подход к изучаемым проблемам и явлениям. Это включает понимание того, что со временем ряд информационных и теоретических материалов устаревает, требуя критического отношения. С другой стороны, каждый текущий вопрос имеет свою историю, которую тоже полезно знать. Каждое событие может иметь разные интерпретации, поэтому слова, сказанные много лет назад, могут иметь важное значение.

Чтобы понять содержание материала, нужно уметь его прочитывать. Начинать следует с предварительного просмотра, в ходе которого ознакомиться с названием работы, с аннотацией, оглавлением, предисловием. Часто замысел работы ясен уже при ознакомлении с ее названием. Но особенно интересен просмотр оглавления, в результате которого становится ясным развитие мысли автора. Неплохо было бы появившиеся при этом мысли зафиксировать на бумаге.

Просматривая текст оглавления, нужно остановиться на тех главах, которые представляют для вас особенный интерес, бегло ознакомиться с ними, составляя в общих чертах свое представление о них. Цель этого действия – найти места, относящиеся к искомой теме, определив при этом, что ценного в каждом из них.

Следующий этап – прочтение выделенных мест с фиксацией самых главных сведений. При этом надо четко и ясно осознавать цель чтения, постоянно держа ее перед собой: по какому вопросу нужна информация, для чего нужна, ее характер и т.д. необходимо менять режим чтения – от беглого вдумчивого – в зависимости от ценности информации, останавливаясь там, где это требуется для глубокого понимания текста.

Следует научиться определять структуру текста по соподчиненности его частей, учитывая взаимосвязь текста с рисунками, сносками, примечаниями и таблицами. Все это поможет пониманию текста при беглом ознакомлении с ним. Так вырабатывается способность при прочтении сразу понимать смысл и значение новой информации.

Многие книги и статьи имеют в своем аппарате списки литературы, которые дают возможность пополнить информационную осведомленность о дополнительной литературе по данному вопросу.

Отдельный этап прочтения – ведение записей прочитанного. Существует несколько видов записей: план, выписки, тезисы, аннотация, резюме, конспект.

Выписки – Это записи текста из книги: теоретических положений, статистических данных, имеющих по мнению читателя важное значение.

Достоинство выписок состоит в точности воспроизведения текста книги, удобстве пользования записями при последующей работе, в накоплении обобщений и фактического материала. Выписки полезны для повторения, освежения в памяти прочитанного, для быстрой мобилизации своих знаний, когда необходимо в короткий срок вспомнить материал. Выписки выделяют

из текста самое главное и тем самым помогают глубже понять его. Без них трудно обойтись при подготовке доклада, реферата, выступления. Выписки следует рассматривать как составную часть тезисов и конспектов.

Планом удобно пользоваться при подготовке к устному выступлению по выбранной теме. Каждый пункт плана должен раскрывать одну из сторон избранной темы, а весь план должен охватывать ее целиком.

Тезисы предполагают сжатое изложение основных положений текста в форме утверждения или отрицания. Они являются более совершенной формой записей и представляют основу для дискуссии. К тому же их легко запомнить.

Аннотация – краткое изложение содержания – дает общее представление о работе.

Резюме кратко характеризует выводы, главные итоги произведения.

Конспект является наиболее распространенной формой ведения записей. Основную ткань конспекта составляют тезисы, дополненные доказательствами и рассуждениями. Конспект может быть текстуальным, свободным или тематическим. Текстуальный представляет собой цитатник с сохранением логики работы и структуры текста. Свободный конспект основан на изложении материала в том порядке, который более удобен автору. В этом смысле конспект представляет собирание воедино мыслей, разбросанных по всей книге. Тематический конспект может быть составлен по нескольким источникам, где за основу берется тема, интерпретируемая по-разному.

МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ПОДГОТОВКЕ К ПРАКТИЧЕСКИМ ЗАНЯТИЯМ

Семинарские занятия проводятся в форме дискуссии, на которых проходит обсуждение конкретных экономических ситуаций. Обсуждения направлены на освоение научных основ, эффективных методов и приемов решения конкретных практических задач, на развитие способностей к творческому использованию получаемых знаний и навыков. Основная цель проведения семинара заключается в закреплении знаний полученных в ходе прослушивания лекционного материала. Семинар проводится в форме устного опроса студентов по вопросам семинарских занятий, а также в виде решения практических задач или моделирования практической ситуации. В ходе подготовки к семинару студенту следует просмотреть материалы лекции, а затем начать изучение учебной литературы. Следует знать, что освещение того или иного вопроса в литературе часто является личным мнением автора, построенного на анализе различных источников, поэтому следует не ограничиваться одним учебником или монографией, а рассмотреть, как можно больше материала по интересующей теме.

В ходе самостоятельной работы студенту необходимо отслеживать научные статьи в специализированных изданиях.

Студенту рекомендуется следующая схема подготовки к семинарскому занятию:

1. Проработать конспект лекций;
2. Прочитать основную и дополнительную литературу, рекомендованную по изучаемому разделу;
3. Ответить на вопросы плана семинарского занятия;
4. Выполнить домашнее задание;
5. Проработать тестовые задания и задачи;
6. При затруднениях сформулировать вопросы к преподавателю.

При подготовке к семинарским занятиям следует руководствоваться указаниями и рекомендациями преподавателя, использовать основную литературу из представленного им списка. Для наиболее глубокого освоения дисциплины рекомендуется изучать литературу, обозначенную как «дополнительная» в представленном списке. При подготовке доклада на семинарское занятие желательно заранее обсудить с преподавателем перечень используемой литературы, за день до семинарского занятия предупредить о необходимых для предоставления материала технических средствах, напечатанный текст доклада предоставить преподавателю.

Цели практических занятий по дисциплине «Эксплуатация ЭЭС»:

1. закрепление теоретического материала путем систематического контроля за самостоятельной работой студентов;
2. формирование умений использования теоретических знаний в процессе выполнения лабораторных работ;
3. развитие аналитического мышления путем обобщения результатов лабораторных работ;
4. формирование навыков оформления результатов практических работ в виде таблиц, графиков, выводов.

МЕТОДИЧЕСКИЕ РЕКОМЕНДАЦИИ ДЛЯ ПОДГОТОВКИ К СОБЕСЕДОВАНИЮ

Для подготовки к данному оценочному мероприятию необходимо изучить лекционный материал, материалы практических занятий, а также вопросы, выносимые на самостоятельное изучение.

При подготовке к ответу студенту предоставляется право пользования калькулятором.

При проверке задания, оцениваются правильность, полнота и последовательность ответа, логичность изложения.

Перед собеседованием необходимо просмотреть фильмы из фильмофонда кафедры АЭС по изучаемым вопросам.

Перечень фильмов для собеседования:

1. Транспортировка силового трансформатора.
2. Подготовительные работы при капитальном ремонте трансформатора.
3. Способы опрессовки соединительных соединений сталеалюминевых проводов
4. Верховые осмотры воздушных ЛЭП квадрокоптерами.
5. Регенерация масла.
6. Диагностика состояния силовых трансформаторов.
7. Защитные средства для работы в электроустановках.
8. Измерение габарита между проводами.
9. Измерение коэффициента трансформации и тока намагничивания силового трансформатора.
10. Измерение сопротивления контура заземления.
11. Монтаж гирлянд изоляторов ВЛ.
12. Отыскание замыканий на землю на ВЛ 6-35 кВ.
13. Сборка силового трансформатора.
14. Такелаж силового трансформатора.
15. Текущий ремонт силового трансформатора.
16. Фазировка силовых кабелей
17. Монтаж кабельной муфты.

Описание шкалы оценивания

В рамках рейтинговой системы успеваемость студентов по каждой дисциплине оценивается в ходе текущего контроля и промежуточной аттестации.

Текущий контроль

Рейтинговая оценка знаний студента (в случаях, предусмотренных нормативными актами СКФУ).

№ п/п	Вид деятельности студентов	Сроки выполнения	Количество баллов
7 семестр			
1.	Практические работы 1-12	6 неделя	15
2.	Практические работы 13-17	17 неделя	15
3.	Контрольная работа	15 неделя	25
	Итого за 7 семестр		55
	Итого		55

Максимально возможный балл за весь текущий контроль устанавливается равным **55**. Текущее контрольное мероприятие считается сданным, если студент получил за него не менее 60% от установленного для этого контроля максимального балла. Рейтинговый балл, выставляемый студенту за текущее контрольное мероприятие, сданное студентом в установленные графиком контрольных мероприятий сроки, определяется следующим образом:

Уровень выполнения контрольного задания	Рейтинговый балл (в % от максимального балла за контрольное задание)
Отличный	100
Хороший	80
Удовлетворительный	60
Неудовлетворительный	0

Промежуточная аттестация

Промежуточная аттестация в форме **зачета или зачета с оценкой**

Процедура зачета (зачета с оценкой) как отдельное контрольное мероприятие не проводится, оценивание знаний обучающегося происходит по результатам текущего контроля.

Зачет выставляется по результатам работы в семестре, при сдаче всех контрольных точек, предусмотренных текущим контролем успеваемости. Если по итогам семестра обучающийся имеет от 33 до 60 баллов, ему ставится отметка «зачтено». Обучающемуся, имеющему по итогам семестра менее 33 баллов, ставится отметка «не зачтено».

Количество баллов за зачет ($S_{зач}$) при различных рейтинговых баллах по дисциплине по результатам работы в семестре

Рейтинговый балл по дисциплине по результатам работы в семестре ($R_{сем}$)	Количество баллов за зачет ($S_{зач}$)
$50 \leq R_{сем} \leq 60$	40
$39 \leq R_{сем} < 50$	35
$33 \leq R_{сем} < 39$	27
$R_{сем} < 33$	0

При дифференцированном зачете используется шкала пересчета рейтингового

балла по дисциплине в оценку по 5-балльной системе

*Шкала пересчета рейтингового балла по дисциплине
в оценку по 5-балльной системе*

<i>Рейтинговый балл по дисциплине</i>	<i>Оценка по 5-балльной системе</i>
88 – 100	<i>Отлично</i>
72 – 87	<i>Хорошо</i>
53 – 71	<i>Удовлетворительно</i>
< 53	<i>Неудовлетворительно</i>

1. Типовые контрольные задания и иные материалы, характеризующие этапы формирования компетенций

1. Критерии оценивания компетенций

Оценка «**отлично**» выставляется студенту, если он глубоко и прочно усвоил программный материал, исчерпывающе, последовательно, четко и логически стройно его излагает, умеет тесно увязывать теорию с практикой, свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний, причем не затрудняется с ответом при видоизменении заданий, использует в ответе материал монографической литературы, правильно обосновывает принятое решение, владеет разносторонними навыками и приемами выполнения практических задач.

Оценка «**хорошо**» выставляется студенту, если он твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения.

Оценка «**удовлетворительно**» выставляется студенту, если он имеет знания базового уровня, но не усвоил его деталей, допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, нарушения логической последовательности в изложении программного материала, испытывает затруднения при выполнении практических работ.

Оценка «**неудовлетворительно**» выставляется студенту, если он не знает значительной части программного материала, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями выполняет практические работы.

2. Описание шкалы оценивания

Максимально возможный балл за весь текущий контроль устанавливается равным **55**. Текущее контрольное мероприятие считается сданным, если студент получил за него не менее 60% от установленного для этого контроля максимального балла. Рейтинговый балл, выставляемый студенту за текущее контрольное мероприятие, сданное студентом в установленные графиком контрольных мероприятий сроки, определяется следующим образом:

Уровень выполнения контрольного задания	Рейтинговый балл (в % от максимального балла за контрольное задание)
Отличный	100
Хороший	80
Удовлетворительный	60
Неудовлетворительный	0

3. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и (или) опыта деятельности, характеризующих этапы формирования компетенций

Процедура проведения данного оценочного мероприятия включает в себя: внимательное изучение лекционного материала, а также самостоятельную работу с основной и

дополнительной литературой.

Предлагаемые студенту задания позволяют проверить следующие компетенции:

ПК-1. Способен участвовать в научно-исследовательской деятельности в области электроэнергетики

ПК-3. Способен применять знание способов производства, транспорта и использования электроэнергии

ПК-5. Способен участвовать в организации процесса эксплуатации электроэнергетических систем

Для подготовки к данному оценочному мероприятию необходимо внимательно изучить указанные темы, опираясь на конспекты лекций, рекомендуемую основную и дополнительную литературу, а также материалы практических занятий.

При проверке задания, оцениваются правильность ответа, глубина и последовательность изложения учебного материала, умение делать самостоятельные выводы.

Вопросы для собеседования
по дисциплине «Эксплуатация систем электроснабжения»

1. Что включают в подготовительные работы по монтажу воздушных ЛЭП?
 2. Какие типы опор Вы знаете, опишите их конструкции?
 3. Поясните способы установки опор.
 4. Какие существуют способы раскатки проводов и тросов?
 5. Как крепятся провода к анкерным и промежуточным опорам?
 6. Как выполняется пересечение с воздушной линией?
 7. Как проверяют стрелу провеса проводов ВЛ?
 8. Как маркируются кабельные и как осуществляется контроль за их маркировкой?
 9. Методики оценки состояния ВЛ.
 10. Методы оптимизации ремонтно-восстановительных работ на ВЛ.
 11. Планирование работ на воздушных линиях и оформление документации.
- Технические требования и допуски.
12. Ремонт опор, проводов, тросов. Ремонт изолирующих подвесок, арматуры, чистка изоляции.
 13. Методы предупреждения гололедообразования.
 14. Характерные неисправности на воздушных линиях
 15. Осмотры воздушных линий. Проверка расстояния проводов до поверхности земли и различных объектов
 16. Какие виды работ выполняются при техническом обслуживании ВЛ?
 17. Какие средства используются для приборного обеспечения полевых обследований?
 18. Какие параметры выявляются при оценке технического состояния опор?
 19. Какое количество опор необходимо включить в выборку для проведения обследования стальных опор?
 20. Как определить остаточную толщину уголковых профилей стальной опоры?
 21. Каков порядок осуществления фотографирования при осмотре ВЛ?
 22. Как проверить расстояние проводов до поверхности земли и различных объектов?
 23. Как измеряют габарит и проверяют стрелу провеса проводов ВЛ?
 24. Как осуществляется регулировка стрел провеса проводов и тросов?
 25. Как выполняют контроль состояния изоляторов?
 26. Как определить степень загнивания деревянных опор?
 27. Какие условия способствуют гололедообразованию?
 28. Какое оборудование используется для организации плавки гололеда?
 29. Достоинства и недостатки различных схем плавки гололеда?
 30. Какие схемы соединения фазных проводов используют для плавки гололёда?
 31. С какой целью выполняются профилактические испытания КЛ?
 32. Какие требования предъявляются к сопротивлению изоляции КЛ?
 33. В каких случаях необходимо проверить целостность жил и фазировку кабельной линии?
 34. Как измерить потенциал на оболочках кабелей и плотности стекающих токов?
 35. Какому экономическому критерию соответствует экономическая плотность тока?
 36. Какие конкурирующие факторы имеют место при выборе площади сечения по экономическим соображениям?
 37. Как производится выбор площади сечения проводников линий по нормативной экономической плотности тока?
 38. Исходя из каких условий находится расчетный ток, по которому выбираются площади сечения проводников по экономическим соображениям?

39. Как можно определить продолжительность использования максимума нагрузки?
40. Каковы требования ГОСТ 13109-97 к уровням напряжения?
41. Как определяются потери напряжения в линиях СЭС?
42. Что такое допустимая потеря напряжения?
43. Как проверяются выбранные сечения кабелей по допустимой потере напряжения?
44. Как определить граничное значение тока, при котором целесообразно переходить от одной площади сечения проводников к другой?
45. В каких сетях и почему выбор проводников линий производят по допустимой потере напряжения?
46. Какие параметры проверяют при осмотрах силовых трансформаторов?
47. С какой периодичностью проводятся осмотры силовых трансформаторов на подстанциях без постоянного дежурного персонала?
48. Перечислите условия параллельной работы трансформаторов?
49. Как рассчитать потери активной и реактивной мощности в двух параллельно работающих трансформаторах?
50. По каким параметрам оценивается допустимость работы трансформатора в режиме перегрузки?
51. С какой периодичностью проводятся осмотры трансформаторов на подстанциях без постоянного дежурного персонала?
52. Какие параметры проверяются при осмотрах силовых трансформаторов?
53. Какие Вы знаете методы сушки трансформаторов?
54. При каких условиях возможен ввод трансформатора в эксплуатацию без сушки?
55. От каких факторов зависит выбор метода сушки трансформатора?
56. Какие Вы знаете виды сушки трансформаторов?
57. Какое предельное значение допустимо для температуры верхних слоев масла при контрольном прогреве?
58. При какой температуре верхних слоев масла выполняется контрольная подсушка?
59. В каких случаях необходимо выполнять сушку трансформатора?
60. Какие подготовительные операции необходимо выполнить перед сушкой трансформатора?
61. При каких условиях необходимо закончить сушку трансформатора?
62. Какова общая продолжительность сушки трансформатора?
63. Что необходимо предусматривать при составлении графика?
64. Каким отделом составляется график остановочного ремонта?
65. Планирование капитального ремонта оборудования в цехах включает разработку каких документов?
66. Перечислите основные требования к главным схемам электрических соединений.
67. Какие наиболее перспективные направления диагностирования электрооборудования Вам известны?
68. Как по измеренной температуре изоляторов отличить пробитый от непробитого?
69. В чем суть метода хроматографического контроля маслonaполненного оборудования?
70. Критерии оценки состояния маслonaполненного оборудования ?
71. В чем суть метода контроля диэлектрических характеристик изоляции?
72. Опишите метод контроля разрядов?
73. Какие работы включает в себя система ТОиР?
74. Каково назначение системы ТОиР?
75. В чем сущность планово-периодического ремонта?
76. В чем сущность ремонта по техническому состоянию?
77. Какие виды обслуживания и ремонтов предусматривает система ТОиР?

78. Что называется ППР?
79. Что включает в себя система планово-предупредительного ремонта?
80. В какой документации отражаются мероприятия по системе ППР?
81. Как определяется норматив ресурса между капитальными и текущими ремонтами оборудования?
82. Как определяются сроки последующих ремонтов?
83. Что понимают под календарной продолжительностью ремонтного цикла
84. Как вычисляется календарная продолжительность ремонтного цикла
85. Какова главная задача управления производственными активами?
86. Каков основной результат внедрения систем управления активами?
87. Назовите основные проблемы препятствующие внедрению системы СУПА?
88. Как осуществляется единый подход к классификации оборудования и сооружений при построении унифицированных систем учета оборудования?
89. Какие исходные данные используются для расчета индекса технического состояния?
90. Какова логика расчёта индекса технического состояния?
91. Какие Вы знаете промышленные программы реализующие СУПА?
92. Как определить поднадзорно техническое устройство или не поднадзорно.
93. Что является основанием для принятия решения о возможности и условиях дальнейшей эксплуатации технического устройства?
94. При каких обстоятельствах возникает необходимость определения остаточного ресурса оборудования?
95. Какая информация является основой для прогнозирования остаточного ресурса?
96. Какие математические методы используются для определения остаточного ресурса?
97. Как выполняется оценка остаточного ресурса по циклам нагружения?
98. Как выполняется диагностирование остаточного ресурса по развитию коррозионных повреждений?
99. Что является результатами оценки технического состояния основного технологического оборудования?
100. В каком диапазоне может изменяться индекс технического состояния?
101. Как выполняется оценка технического состояния основного технологического оборудования?
102. На основе какой информации осуществляется оценка технического состояния основного технологического оборудования?
103. В какой последовательности осуществляется расчет индекса технического состояния основного технологического оборудования?
104. С какой целью выполняются текущие и капитальные ремонты
105. Какие работы производятся при текущем ремонте трансформатора
106. С какой периодичностью при ремонте производят измерение тангенса угла диэлектрических потерь у маслонаполненных вводов трансформаторов
107. Какой основной изоляционный материал используется в качестве основной твердой изоляции для трансформатора
108. Какой первоначальный срок капитального ремонта после ввода в эксплуатацию установлен для ответственных трансформаторов.
109. Назовите уровень сопротивления изоляции обмоток трансформатора на напряжение 220, 110 и 35 кВ.
110. Что включает в себя текущий ремонт трансформатора?
111. Что включает в себя капитальный ремонт трансформатора?
112. Какие работы входят в объем ТР силового трансформатора?
113. Какие категории работ используются при текущем ремонте силового трансформатора?

114. Перечислите возможные неисправности силового трансформатора и причины их возникновения?
115. Какой срок не должен быть превышен между утверждением проектно-сметной документации и началом ремонтно-строительных работ
116. На основе каких документов определяются нормы расхода материалов на капитальный ремонт электрооборудования
117. Какой коэффициент следует принимать при расчете норм расхода материалов для ремонта трансформаторов 35 кВ и более
118. Как определить нормативы периодичности, продолжительности и трудоемкости ремонта трансформаторов и комплектных подстанций
119. Как рассчитывается трудоемкость капитального ремонта при ремонте трансформаторов без смены обмоток
120. Изучить общие указания по оформлению работ по наряду-допуску в электроустановках.
121. Оформить наряд –допуск на производство работ на кабельной линии 10 кВ по монтажу 2-х соединительных муфт и кабельной вставки с последующей фазировкой линии после ремонта.
122. Оформить наряд –допуск на замену трансформатора Тр-1 в трансформаторной подстанции.

1. Критерии оценивания компетенций

Оценка «**отлично**» выставляется студенту, если он глубоко и прочно усвоил программный материал, исчерпывающе, последовательно, четко и логически стройно его излагает, умеет тесно увязывать теорию с практикой, свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний, причем не затрудняется с ответом при видоизменении заданий, использует в ответе материал монографической литературы, правильно обосновывает принятое решение, владеет разносторонними навыками и приемами выполнения практических задач.

Оценка «**хорошо**» выставляется студенту, если он твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения.

Оценка «**удовлетворительно**» выставляется студенту, если он имеет знания базового уровня, но не усвоил его деталей, допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, нарушения логической последовательности в изложении программного материала, испытывает затруднения при выполнении практических работ.

Оценка «**неудовлетворительно**» выставляется студенту, если он не знает значительной части программного материала, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями выполняет практические работы.

2. Описание шкалы оценивания

Максимально возможный балл за весь текущий контроль устанавливается равным 55. Текущее контрольное мероприятие считается сданным, если студент получил за него не менее 60% от установленного для этого контроля максимального балла. Рейтинговый балл, выставляемый студенту за текущее контрольное мероприятие, сданное студентом в установленные графиком контрольных мероприятий сроки, определяется следующим образом:

Уровень выполнения контрольного задания	Рейтинговый балл (в % от максимального балла за контрольное задание)
Отличный	100
Хороший	80
Удовлетворительный	60

3. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и (или) опыта деятельности, характеризующих этапы формирования компетенций

Процедура проведения данного оценочного мероприятия включает в себя: внимательное изучение лекционного материала, а также самостоятельную работу с основной и дополнительной литературой.

Предлагаемые студенту задания позволяют проверить следующие компетенции:

ПК-1. Способен участвовать в научно-исследовательской деятельности в области электроэнергетики

ПК-3. Способен применять знание способов производства, транспорта и использования электроэнергии

ПК-5. Способен участвовать в организации процесса эксплуатации электроэнергетических систем

Для подготовки к данному оценочному мероприятию необходимо внимательно изучить указанные темы, опираясь на конспекты лекций, рекомендуемую основную и дополнительную литературу, а также материалы практических занятий.

При проверке задания, оцениваются правильность ответа, глубина и последовательность изложения учебного материала, умение делать самостоятельные выводы.

Комплект заданий для контрольной

по дисциплине «Эксплуатация систем электроснабжения»

Контрольная работа состоит из теоретической и расчетной частей. Исходные данные для расчетной части контрольной работы приведены в методических указаниях по ее выполнению.

Для четного варианта рассматриваются силовые трансформаторы, для нечетного гидрогенераторы.

Задание 1 Провести оценку заданного технического состояния заданного оборудования

Задание 2 Изучение способов сушки изоляции обмоток трансформаторов

Задание 3 Составить отчет по работе

1. Критерии оценивания компетенций

Оценка **«отлично»** выставляется студенту, если он глубоко и прочно усвоил программный материал, исчерпывающе, последовательно, четко и логически стройно его излагает, умеет тесно увязывать теорию с практикой, свободно справляется с задачами, вопросами и другими видами применения знаний, причем не затрудняется с ответом при видоизменении заданий, использует в ответе материал монографической литературы, правильно обосновывает принятое решение, владеет разносторонними навыками и приемами выполнения практических задач.

Оценка **«хорошо»** выставляется студенту, если он твердо знает материал, грамотно и по существу излагает его, не допуская существенных неточностей в ответе на вопрос, правильно применяет теоретические положения при решении практических вопросов и задач, владеет необходимыми навыками и приемами их выполнения.

Оценка **«удовлетворительно»** выставляется студенту, если он имеет знания базового уровня, но не усвоил его деталей, допускает неточности, недостаточно правильные формулировки, нарушения логической последовательности в изложении программного материала, испытывает затруднения при выполнении практических работ.

Оценка **«неудовлетворительно»** выставляется студенту, если он не знает значительной части программного материала, допускает существенные ошибки, неуверенно, с большими затруднениями выполняет практические работы.

2. Описание шкалы оценивания

Максимально возможный балл за весь текущий контроль устанавливается равным **55**. Текущее контрольное мероприятие считается сданным, если студент получил за него не менее 60% от установленного для этого контроля максимального балла. Рейтинговый балл, выставляемый студенту за текущее контрольное мероприятие, сданное студентом в установленные графиком контрольных мероприятий сроки, определяется следующим образом:

Уровень выполнения контрольного задания	Рейтинговый балл (в % от максимального балла за контрольное задание)
Отличный	100
Хороший	80
Удовлетворительный	60
Неудовлетворительный	0

3. Методические материалы, определяющие процедуры оценивания знаний, умений, навыков и (или) опыта деятельности, характеризующих этапы формирования компетенций

Процедура проведения данного оценочного мероприятия включает в себя: внимательное

изучение лекционного материала, а также самостоятельную работу с основной и дополнительной литературой.

Предлагаемые студенту задания позволяют проверить следующие компетенции:

ПК-1. Способен участвовать в научно-исследовательской деятельности в области электроэнергетики

ПК-3. Способен применять знание способов производства, транспорта и использования электроэнергии

ПК-5. Способен участвовать в организации процесса эксплуатации электроэнергетических систем

Для подготовки к данному оценочному мероприятию необходимо внимательно изучить указанные темы, опираясь на конспекты лекций, рекомендуемую основную и дополнительную литературу, а также материалы практических занятий.

При проверке задания, оцениваются правильность ответа, глубина и последовательность изложения учебного материала, умение делать самостоятельные выводы.

Список рекомендуемой литературы

Основная литература:

1. Короткевич, М. А. Эксплуатация электрических сетей : Учебник / Короткевич М. А. – Минск : Вышэйшая школа, 2014. – 351 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-985-06-2397-3
2. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин : Конспект лекций / Попов Е. В. – Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2007. – 98 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks.
3. Хорольский, В. Я. Эксплуатация систем электроснабжения : учеб. пособие для вузов / В. Я. Хорольский, М. А. Таранов. – Москва : ФОРУМ, 2013. – 287 с. : ил., табл. ; 22 см. – Библиогр.: с. 282-283. – ISBN 978-5-91134-797-0. – ISBN 978-5-16-009088-7

Дополнительная литература:

1. Попов, Е. В. Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин Электронный ресурс : Конспект лекций / Е. В. Попов. – Эксплуатация и первичное диагностирование неисправностей электрических машин. – Москва : Московская государственная академия водного транспорта, 2007. – 98 с. – Книга находится в премиум-версии ЭБС IPR BOOKS. – ISBN 2227-8397
2. Лыкин, А. В. Математическое моделирование электрических систем и их элементов : Учебное пособие / Лыкин А. В. – Новосибирск : Новосибирский государственный технический университет, 2013. – 227 с. – Книга находится в базовой версии ЭБС IPRbooks. – ISBN 978-5-7782-2262-5
3. Идельчик, В. И. Электрические системы и сети : учебник для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592с. : ил. – Гриф: Доп. МО. – Библиогр.: с. 585-586. – ISBN 5-283-01012-0

Перечень ресурсов информационно-телекоммуникационной сети «Интернет», необходимых для освоения дисциплины:

1. <http://catalog.ncstu.ru> – электронные каталоги Ассоциации электронных библиотек учебных заведений и организаций СКФО;
2. <http://window.edu.ru> – Информационная система "Единое окно доступа к образовательным ресурсам".
3. <http://biblioclub.ru> – универсальная библиотека online.
4. <http://tpu.ru/> - Сайт Национального Исследовательского Томского Политехнического Университета.
5. <http://www.news.elteh.ru/> Сайт: новости электротехники. Информационно – справочное издание.
6. <http://www.npi-tu.ru/> - Сайт Южно – Российского государственного технического университета (Новочеркасский политехнический институт) (ЮРГТУ НПИ).
7. <http://www.iural.ru> – Сайт Уральского Федерального университета (УрФУ) им. Первого Президента России Б.Н.Ельцина.
8. <http://www.spbstu.ru/> - Сайт Санкт-Петербургского государственного политехнического университета.
9. <http://ispu.ru/> - Сайт Ивановского государственного энергетического университета им. В.И. Ленина.
10. <http://www.garant.ru/> - информационно – правовой портал