

Документ подписан простой электронной подписью

Информация о владельце:

ФИО: Шебзухов Тимур Александрович

Должность: Директор Пятигорского института (филиал) Северо-Кавказского
федерального университета

Дата подписания: 12.09.2023 17:23:51

Уникальный программный ключ:

d74ce93cd40e39275c3ba2f58486412a1c8ef96f

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ АВТОНОМНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ

«СЕВЕРО-КАВКАЗСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Пятигорский институт (филиал) СКФУ

Методические указания

по выполнению практических работ

по дисциплине «Эксплуатация электроэнергетических систем»

для студентов направления подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника

Передача и распределение электрической энергии в системах электроснабжения

(ЭЛЕКТРОННЫЙ ДОКУМЕНТ)

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	4
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1 Организация эксплуатации системы электроснабжения промышленного предприятия	5
ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	5
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	11
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2 Порядок проведения оперативных переключений	11
ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	11
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	18
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3 Тепловизионное обследование электроэнергетического оборудования	19
ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	19
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	26
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4 Проведение работ повышенной опасности	26
ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	26
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	31
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5 Эксплуатация генераторов и синхронных компенсаторов	32
ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	32
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	40
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6 Эксплуатация оборудования распределительных устройств	41
ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	41
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	47
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №7 Эксплуатация воздушных линий электропередачи	47
ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	47
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	55
ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №8 Эксплуатация кабельных линий электропередачи	55
ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ	55
КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ	64
СПИСОК РЕКОМЕНДУЕМОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	70

ВВЕДЕНИЕ

Основа надёжного электроснабжения потребителей электрической энергией – безаварийная работа кабельных линий. Бесперебойное электроснабжение потребителей городских сетей и промышленных предприятий зависит от принятых на стадии проектирования новых, прогрессивных технологических решений и использования современной кабельной арматуры, от качественной прокладки кабелей и строгого выполнения всех требований при эксплуатации кабельных линий.

Несмотря на растущее качество изоляции кабельных линий, нельзя исключать их повреждений. Более того, удельное количество повреждений – достаточно устойчивая характеристика определённого класса электрических сетей.

Определение мест повреждения (ОМП) – наиболее сложная, а часто и наиболее длительная технологическая операция по восстановлению повреждённого элемента сети. Это оперативная задача диспетчерских служб электрических сетей.

Надёжность функционирования любой технической системы, в том числе и системы электроснабжения, зависит от множества факторов. Наиболее значимыми факторами являются: квалификация эксплуатационного персонала, соблюдение графика планово-предупредительных ремонтов и качества выполняемых ремонтных работ. Своевременная профилактика в нормативные сроки увеличивает время безаварийной работы как отдельных звеньев так и системы в целом. Качество ремонтных работ напрямую зависит от профессиональных навыков и знаний персонала.

Целью данных практических занятий является дать студентам представления о структурах и подразделениях энергетической службы предприятий, о способах и видах ремонтных работ электрооборудования, о способах отыскания мест повреждений в колебательных сетях и оборудовании.

Познакомить с основными принципами организации технического обслуживания электроустановок.

Получить практические навыки и теоретические сведения в области эксплуатации и ремонта кабельных линий, воздушных линий, силовых трансформаторов, электрических машин и пр. электрооборудования, а также навыки в области диагностики и испытание электроустановок СЭС.

Список литературных источников, приведенный в конце методических указаний, должен помочь студенту в выполнении задания.

Формирование набора общенаучных, профессиональных компетенций будущего бакалавра по направлению подготовки 13.03.02 Электроэнергетика и электротехника. Цель дисциплины является

- формирование у студентов систематических знаний по вопросам проектирования и эксплуатации комплексных систем электроснабжения городов и промышленных предприятий.

Реализуемые компетенции	ПК-2 Способен анализировать режимы работы систем электроснабжения объектов
Индикаторы достижения компетенций	ИД-3 _{ПК-2} Обеспечивает заданные параметры режима системы электроснабжения объекта

Ее освоение происходит в 7 семестре.

Определим вводные требования к изучению данной дисциплины. В результате освоения дисциплины обучающийся должен:

Код компетенции	ПК-2
	Знать: физические процессы, возникающие в электроустановке в процессе эксплуатации.
	Уметь: определять оптимальные режимы эксплуатации систем электроснабжения;
	Владеть: навыками обеспечения безаварийных условий эксплуатации систем электроснабжения

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №1

Организация эксплуатации системы электроснабжения промышленного предприятия

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Организация службы эксплуатации системы электроснабжения

Под термином «эксплуатация» понимается стадия жизненного цикла электрооборудования, на которой реализуются, поддерживаются и восстанавливаются его технические характеристики.

Для обеспечения требуемых технических характеристик электрооборудования, проводится его техническое обслуживание – комплекс мероприятий, включающий в себя осмотры, межремонтное обслуживание, профилактические испытания и диагностику оборудования и сооружений.

Осмотры оборудования выполняются с целью визуального контроля состояния этого оборудования. Различают плановые и внеочередные осмотры. Периодичность плановых осмотров регламентируется ПТЭ, и инструкциями эксплуатирующей организации, учитывающей специфику конкретных условий работы. Внеочередные осмотры проводятся при резком изменении условий работы электрооборудования, отключения его средствами РЗиА и т.д.

При **межремонтном обслуживании** производятся мероприятия, рекомендованные заводом-изготовителем, в том числе: чистка изоляции, смазка, устранение мелких дефектов и неисправностей.

В процессе эксплуатации основные характеристики большей части электрооборудования меняются в сторону их ухудшения. Изменения такого рода невозможно оценить при осмотрах оборудования, поэтому периодически необходимо проводить его **профилактические испытания**.

По результатам осмотров, профилактических испытаний или диагностики электрооборудования делают вывод о его дальнейшей работоспособности или необходимости проведения **ремонта**.

В свою очередь по назначению выделяют следующие виды ремонтов:

- **восстановительный ремонт** (без изменения конструкции отдельных узлов, тех. характеристики оборудования не меняются);
- **реконструкция** (изменение конструктивного исполнения отдельных узлов, замена отдельных материалов при практически неизменных технических характеристиках);
- **техническое перевооружение** (некоторые узлы и детали заменяются более совершенными, тех. характеристики эл. оборудования улучшаются).

По объему работ, ремонты делятся на текущие и капитальные.

Текущий ремонт проводится для поддержания работоспособности и заключается в замене или восстановлении отдельных частей объекта (напр. быстро изнашивающихся деталей).

При **капитальном ремонте** проводится полная разборка оборудования с заменой или восстановлением любых его частей, в результате чего достигается практически полное восстановление его ресурса работы.

Персонал, осуществляющий техническую эксплуатацию системы электроснабжения промышленного предприятия, делится, по своему назначению, на следующие группы:

- а) административно-технический (организует техническое обслуживание оборудования, оперативное управление электрооборудованием и ремонтные работы;

б) оперативный (осуществляет техническое обслуживание и оперативное управление, проведение осмотров, оперативных переключений, подготовку рабочего места, допуск к работе и т.д.

в) ремонтный (выполняет все виды работ по ремонту электрооборудования установок;

Эксплуатационный персонал должен иметь соответствующую выполняемым работам подготовку и группу допуска.

Обслуживание сложного электротехнологического оборудования как то: электросварка, электролиз, электротермия и т.д., а так же сложного энергонасыщенного производственно-технологического оборудования, при работе которого необходимо постоянное техническое обслуживание и регулировка электроаппаратуры, электроприводов, эл. машин, должен осуществлять электротехнологический персонал.

Для проверки знаний электротехнологического персонала, руководитель предприятия должен назначить комиссию в составе не менее 5 человек. Председатель комиссии должен иметь группу по электробезопасности V у потребителей с электроустановками напряжением до и выше 1000 В и группу IV – с электроустановками напряжением только до 1000 В.

Система управления электрохозяйством является составной частью системы управления энергохозяйством, интегрированной в систему управления потребителя в целом, и должна обеспечивать:

- оперативное развитие схемы электроснабжения для удовлетворении возрастающих потребностей в электроэнергии
- эффективную работу электрохозяйства путем совершенствования энергетического производства и осуществления мероприятий по энергосбережению
- повышение надежности и безопасности
- контроль за состоянием электроустановок и т.д.

У потребителя должен быть налажен анализ технико-экономических показателей работы электрохозяйства. Необходима постоянная оценка режимов работы электрооборудования, соответствие их основных показателей его работы нормированным и расчетным значениям.

Так же необходим налаженный учет основных показателей электрооборудования (сменный, суточный, месячный, квартальный, годовой) по установленным формам.

Необходимый объем нормативной и технической документации на предприятии устанавливается ПТЭ и делится на три типа:

- тех. документация по объекту;
- структурному подразделению;
- рабочему месту.

В первую группу входит:

- ген. план предприятия с нанесенными зданиями, сооружениями, подземными коммуникациями;
- акты наладки, испытаний и приемки основного электрооборудования в эксплуатацию
- тех. паспорта этого оборудования
- производственные инструкции по эксплуатации электроустановок
- должностные инструкции по рабочим местам, включая инструкции по охране труда.

Основная техническая документация в структурном подразделении:

- журналы учета электрооборудования с указанием тех. данных и инвентарных номеров;

- исполнительные чертежи воздушных и кабельных линий и заземляющих устройств;
- схемы электроснабжения по объекту в целом и по его структурным подразделениям;
- списки работников, имеющих право отдавать распоряжения, выдавать наряды-допуски, допускать к работе, выполнять оперативные переключения.

На рабочих местах необходимы (ТП, РП):

- оперативная однолинейная схема электрических соединений, на которой отмечается фактическое положение коммутационной аппаратуры
- журнал учета электрооборудования;
- кабельный журнал;
- оперативный журнал;
- журнал учета работ по нарядам и распоряжениям;
- листки осмотра эл. оборудования
- ведомости показаний КИП и т.д.

2 Оперативное управление электрохозяйством

У пром. предприятий, имеющих собственные источники электроэнергии или имеющих в своей системе электроснабжения самостоятельные предприятия электрических сетей, необходима организация системы оперативного диспетчерского управления для обеспечения:

- разработки и ведения требуемых режимов работы;
- организация пусков и отключений;
- локализация аварий и восстановление требуемых режимов работы;
- выполнение требований качества электрической энергии и т.д.

Система оперативного управления, организационная структура и форма управления, число работников в смене определяются руководителем и нуждаются в документальном оформлении.

Система оперативного управления должна иметь четкую иерархическую структуру, причем для каждого уровня должны быть установлены две категории управления электрооборудованием и сооружениями – оперативное управление и оперативное ведение.

В оперативном управлении старшего работника, из числа оперативного персонала находятся объекты (напр. линии, токопроводы, устройства РЗиА), операции с которыми требуют координации действий подчиненного персонала и согласованных изменений режимов на нескольких объектах. Такого рода операции необходимо производить под руководством старшего работника.

В оперативном ведении старшего работника должно находиться оборудование и сооружения, операции с которыми не требуют координации действий персонала разных энергетических объектов. Операции должны осуществляться с разрешения старшего работника.

Все линии, токопроводы, оборудование и устройства систем электроснабжения, должны быть распределены по иерархическим уровням оперативного управления.

Оперативное управление должно осуществляться со щита управления или диспетчерского пункта, оборудованного средствами связи, причем все переговоры рекомендуется записывать на магнитную ленту. На щитах управления должны находиться оперативные схемы электрических соединений управляемых электроустановок. Все изменения режимов работы электрооборудования, а так же места наложения и снятия заземлений так же необходимо отображать в схеме.

Все переключения необходимо производить, предварительно согласовав их с вышестоящим оперативным персоналом в управлении или ведении которого находится данное оборудование по установленному на предприятии порядку: по устному или телефонному распоряжению с записью в оперативном журнале. Переключения должен производить работник из числа оперативного персонала, непосредственно обслуживающий электроустановки.

Сложные переключения (требуется строгое соблюдения последовательности операций с коммутационными аппаратами и заземляющими ножами) производятся, как правило двумя работниками по специальным бланкам и программам переключений, которые должны разрабатываться на предприятии.

При переключениях должна соблюдаться следующая последовательность действий:

- работник, получивший задание на переключение, обязан его четко повторить, записать в оперативный журнал и сделать необходимые изменения на оперативной схеме, составить, если требуется, бланк переключений.
- если переключение выполняют два работника, получивший распоряжение должен пояснить порядок переключений второму работнику, участвующему в операции
- при возникновении сомнений в правильности выполнении переключений их необходимо прекратить и проверить требуемую последовательность по оперативной схеме
- после выполнения задания необходимо сделать соответствующую запись в оперативном журнале

3. Оперативно-диспетчерское управление при ликвидации аварий в системах электроснабжения

При ликвидации аварий и в прочих случаях не терпящих промедления допускается в соответствии с инструкциями предприятия проведение переключений без ведома вышестоящего оперативного персонала, в управлении или ведении которого находится данный объект.

В случае сложных переключений или при переключениях на оборудовании не имеющем защитных блокировок, в условиях аварийного положения допускается производить переключения без соответствующих бланков, с последующей записью в оперативный журнал.

4. Автоматизированные системы управления электроснабжением предприятия, их назначение и правила их эксплуатации

В настоящее время в системах электроснабжения промышленных предприятий применяют следующие виды автоматики: автоматическое повторное включение (АПВ); автоматическое включение резервного питания (АВР); автоматическое регулирование мощности компенсирующих устройств; автоматическая аварийная разгрузка по частоте (АЧР). Устройства автоматики выполняются на постоянном или переменном оперативном токе. На оперативном постоянном токе устройства автоматики в СЭС ПП применяют при наличии электромагнитных или пневматических приводов, на переменном – при наличии пружинных приводов. **Сущность АПВ** состоит в том, что элемент системы электроснабжения промышленного предприятия, отключенный в результате работы средств релейной защиты включается повторно. Опыт эксплуатации показывает, что достаточно большой процент повреждений имеет неустойчивый характер и после отключения напряжения самоустраняется. В числе таких повреждений перекрытия изоляции ВЛЭП в результате атмосферных перенапряжений, схлестывание проводов, неустойчивые перекрытия изоляции во вторичных цепях, неправильные действия оперативного персонала и т.д. Следует учитывать и тот факт, что стоимость устройств

АПВ ничтожно мала по сравнению с убытками, приносимыми недоотпуском электроэнергии и простым технологического оборудования. Устройствами АПВ, как правило, оснащаются воздушные (реже кабельные) линии, секции и системы шин, двигатели и одиночные трансформаторы, при этом в логике защиты стоит запрет на АПВ при работе газовой и дифференциальной защиты. Различают одно- и многократные АПВ, причем с увеличением кратности, эффективность их работы уменьшается (так для ВЛ 1 – 60-75%, а для 2 – 30-35%). Часто применяется ускорение действия защиты после АПВ.

Автоматическое включение резервного питания применяют, когда перерыв в электроснабжении вызывает убытки по величине значительно превосходящие стоимость самого устройства АВР. Их применяют, когда имеется в наличии или проектируется второй источник питания. В таких случаях при повреждении включается дополнительный источник питания, нормально находящийся в резерве. Чаще применяют схемы с резервом, работающим в нормальном режиме. При выполнении устройства АВР должны соблюдаться следующие условия:

- для предотвращения включения резервного источника на КЗ в неотключившемся рабочем источнике, схема АВР не должна работать до отключения выключателя этого источника.

- действие АВР должно быть однократным, применяется УДЗ после срабатывания АВР и др.

Автоматическое регулирование мощности КУ.

АЧР отключает часть потребителей, как правило линий отходящих от ГПП или ГРП, устанавливается по требованию энергосистемы.

Устройства РЗиА, находящиеся в эксплуатации должны быть постоянно включены в работу, кроме тех устройств, которые должны выводиться из работы в соответствии с назначением и принципом действия, режимом работы электрической сети и условиями селективности. Плановый вывод оформляется соответствующей заявкой и произведен с разрешения вышестоящего персонала в оперативном управлении или ведении находится данный объект.

В случае угрозы неправильной работы, устройство должно выводиться из работы немедленно, без разрешения вышестоящего оп. персонала, но с дальнейшим его уведомлением и оформлением заявки. При этом оставшиеся в работе устройства должны обеспечивать полноценную защиту оборудования от всех видов повреждений. Если условие не соблюдается, необходимо отключать все присоединение.

На каждое устройство РЗиА у потребителя должно храниться:

- паспорт-протокол;
- методические указания или инструкция по техническому обслуживанию;
- технические данные и параметры в виде карт или таблиц уставок;
- принципиальные и монтажные схемы;

Все случаи неправильной работы устройств должны тщательно анализироваться эксплуатирующим персоналом.

5. Основные пути снижения потерь электроэнергии. АСКУЭ

Все мероприятия по снижению потерь можно разделить на две большие группы:

- организационные
- технические

Основы организационных мероприятий составляют следующие:

- внедрение программного обеспечения, проведение расчетов по выявлению точек с наибольшими потерями, расчет величины потерь в целом;

- введение различных систем контроля и стимулирования персонала;

- установление в договорах электроснабжения условий потребления реактивной энергии потребителями и т.д.

Основу технических мероприятий составляет:

- реализация оптимальных режимов работы сетей (определение точек нормального разрыва, регулирования напряжения на ЦП, выравнивание нагрузок фаз в сети 0,38кВ, оптимизация работы двухтрансформаторных подстанций, перевод неработающих генераторов в режим СК и т.д.)

- реконструкция электрических сетей (разукрупнение подстанций, ввод КУ, ввод РПН, сооружение новых линий, увеличение сечения и мощности трансформаторов и т.д.)

- совершенствование учета электроэнергии (работа ИТТ без перегрузок, установка АСКУЭ, периодические проверки и т.д.)

В условиях реформы всей российской экономики, вопросы концепции развития АСКУЭ встали достаточно остро. Она безусловно нужна как городу, так в сельских районах и фактически является технической базой реализации договорных и финансовых взаимоотношений между поставщиками и потребителя энергоресурсов, а также эффективным инструментом по реализации экономических методов управления потреблением энергоресурсов, также позволит автоматизировать финансово-банковские операции при расчете с потребителями.

Конечно, можно осуществлять учет старыми «дедовскими» методами, однако разумнее и экономичнее использовать АСКУЭ.

В последние годы наблюдается резкое повышение интереса к комплексным системам учета энергоресурсов, связанное со структурной перестройкой экономики страны. В настоящее время АСКУЭ стала успешно применяться даже при строительстве жилых домов в крупных российских городах, и видна тенденции к тому, что скоро внедрение АСКУЭ в промышленность и жилищное строительство станет в России повсеместным.

К настоящему моменту на рынке существуют множество различных систем АСКУЭ. В основном их отличия друг от друга заключаются в следующем:

тип выходной телеметрической информации используемых приборов учета (аналоговая, импульсная, встроенный интерфейс с различным протоколом обмена);

принцип передачи накопленной информации (выделенный канал, телефонная линия, силовая линия, mini GSM или же прямой съем информации на самом объекте).

Однако опыт показал, что передача данных только по одному из указанных видов связи ненадежна, так как каждый конкретный объект имеет свои особенности.

Классификация систем учета и электросчетчиков

Обобщенная структура АСКУЭ содержит три уровня:

нижний - первичные измерительные преобразователи (ПИП) с телеметрическими выходами, осуществляющие непрерывно или с минимальным интервалом усреднения измерение параметров энергоучета потребителей (расход, мощность, давление, температура, количество энергоносителя, количество теплоты с энергоносителем) по точкам учета (фидер, труба);

средний - контроллеры (К) - специализированные измерительные системы, или многофункциональные программируемые преобразователи с встроенным программным обеспечением энергоучета, осуществляющие в заданном цикле интервала усреднения круглосуточный сбор измерительных данных с территориально распределенных ПИП, накопление, обработку и передачу этих данных на верхний уровень;

верхний - персональная ЭВМ (ПЭВМ) со специализированным программным обеспечением АСКУЭ, осуществляющая сбор информации с контроллера (или группы контроллеров) среднего уровня, итоговую обработку этой информации как по точкам учета, так и по их группам (по подразделениям и объектам предприятия), отображение и

документирование данных учета в виде, удобном для анализа и принятия решений (управления) оперативным персоналом службы главного энергетика и руководством предприятия.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ:

1. Организация эксплуатации системы электроснабжения промышленного предприятия
2. Организация службы эксплуатации системы электроснабжения предприятия
3. Оперативное управление электрохозяйством. Оперативно-диспетчер-ское управление при ликвидации аварий в системах электроснабжения
4. Автоматизированные системы управления электроснабжением предприятий, их назначение и правила их эксплуатации.
5. Основные пути снижения потерь электроэнергии при эксплуатации электроустановок. Автоматизированные системы коммерческого и технического учета и контроля электроэнергии (АСКУЭ).

Использованная литература

1. Зарандия, Ж.А. Основные вопросы технической эксплуатации электрооборудования : учебное пособие / Ж.А. Зарандия, Е.А. Иванов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный технический университет». - Тамбов : Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2015. - 129 с. : ил., табл., схем. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-8265-1386-6 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=445120>.
2. Привалов Е.Е. Эксплуатация воздушных линий электропередач : учебное пособие / Е.Е. Привалов. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. - 130 с. : ил., схем., табл. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-4475-3884-2; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=434748>

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №2

Порядок проведения оперативных переключений

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Оперативные распоряжения

Работа оперативного персонала должна быть построена так, чтобы каждый работник сознательно, ясно и четко представлял последовательность проводимых операций, ремонтных и других работ в электроустановках.

Все оперативные переговоры должны вестись персоналом в ясной форме, полностью исключающей возможность неправильного истолкования оперативного распоряжения. Переговоры должны быть краткими, в основном состоящими из твердо установленных определений.

При формулировании и при повторении оперативных распоряжений должны быть четко указаны: *название станции и подстанции, соответствующий номер оборудования, напряжение, положение аппарата в схеме коммутации, назначение оборудования.*

Лица, отдающие и принимающие оперативные распоряжения и сообщения об исполнении, обязаны назвать свою должность и фамилию.

При отдаче *распоряжения на действие с защитой* должны быть названы:

- наименование оборудования или присоединения, на котором установлена защита,
- наименование защиты и объем действия с ней.

Все участники оперативных переговоров должны твердо знать фамилии лиц, имеющих право отдавать и принимать к исполнению оперативные распоряжения.

Лицу, непосредственно производящему операции, дается *только одно задание*, в объем которого входят *операции, направленные к достижению только одной цели*, например: включение или отключение линии, перевод линий с одной системы шин на другую, отключение всех присоединений с одной секции или системы шин для вывода ее в ремонт или в резерв и т. д.

В одном задании **объединять операции**, не направленные к одной цели (например, вывод из ремонта линии и включение из холодного резерва силового трансформатора и т. д.), **запрещается**.

Объем оперативного распоряжения определяется лицом, отдающим данное распоряжение, в зависимости от местных условий, квалификации дежурного персонала и от территориального расположения оборудования в схеме.

Электрооборудование электростанции и подстанции может находиться:

- **в работе** (коммутационные аппараты оборудования включены и несут нагрузки);
- **в горячем резерве** (оборудование отключено только выключателями);
- **в холодном резерве** (оборудование отключено выключателями и разъединителями);
- **в ремонте** (оборудование отключено и заземлено, установлено ограждение и повешены плакаты в соответствии с правилами техники безопасности);
- **в промежуточном состоянии** – под напряжением (оборудование включено коммутационными аппаратами только с одной стороны и не несет нагрузки).

Оперативное задание может быть **простым и сложным**, включающим ряд операций. Типовыми переключениями, на проведение которых требуется выдача **сложных заданий**, являются следующие:

- перевод оборудования в одно из основных четырех оперативных состояний (в работу, в горячий резерв, в холодный резерв, в ремонт);
- перевод присоединений с одной системы работающих шин на другую;
- перевод присоединения со своего выключателя на обходной в распределительных устройствах с обходными системами шин;
- ввод в работу резервной системы шин с переводом на нее части или всех присоединений;
- отыскание однополюсных замыканий на землю (в сетях с изолированной нейтралью).

Порядок выполнения сложных типовых заданий указывается в местных инструкциях. Если сложное переключение не типовое, то распоряжение о его выполнении выдается по-операционно.

При операциях по выводу в ремонт линий с двусторонним питанием порядок действия оперативного персонала на обоих концах определяется состоянием линии на момент выдачи задания.

2. Оперативные переключения

Переключения в распределительных устройствах электростанций и подстанций производятся по распоряжению или с ведома вышестоящего оперативного персонала.

В случаях, не терпящих отлагательства (пожар, несчастный случай с людьми, стихийное бедствие), а также при ликвидации аварии допускается производство

переключений без ведома вышестоящего персонала, но с последующим его уведомлением.

Лицо, отдающее распоряжение о производстве переключений, обязано предварительно проверить по оперативной схеме последовательность предполагаемых операций. *Отдающий распоряжение может считать его выполненным только после сообщения исполнителем лично или по телефону об исполнении распоряжения.*

На электростанциях и подстанциях при наличии на установке двух и более лиц все сложные переключения (т. е. переключения, производимые более чем на одном присоединении), а также простые переключения в схемах установок, не имеющих устройств блокировки разъединителей, производятся двумя лицами.

Одно лицо непосредственно производит переключения, а второе – осуществляет контроль за правильностью и последовательностью производимых операций. Контролирующим лицом при производстве переключений является *старший по должности и квалификации.*

На электроустановках, имеющих действующие устройства блокировки разъединителей от неправильных операций, простые переключения, а также все операции на щитах и сборках напряжением 500 в и ниже разрешается выполнять персоналу единолично, имеющему квалификационную группу не ниже IV.

Наложение и снятие переносных заземлений должны производиться двумя лицами независимо от порядка оперативного обслуживания электроустановок. Отключение и включение выключателей и разъединителей со щита управления во всех случаях могут производиться единолично.

Все простые переключения в схемах электрических установок напряжением выше 1000 в, а также сложные переключения в распределительных устройствах, оборудованных полностью блокировочными устройствами от неправильных операций с разъединителями, производятся без бланков переключений.

Переключения при ликвидации аварий также производятся без бланков с последующей записью операций в оперативном журнале. **Порядок производства переключений** в распределительных устройствах устанавливается следующий: лицо, получившее распоряжение о производстве переключений, обязано повторить его, записать задание в оперативный журнал и установить порядок предстоящих операций.

При выполнении переключений двумя лицами, лицо, получившее распоряжение, обязано разъяснить второму лицу, участвующему в переключении, порядок и последовательность производства операции.

В случае возникновения сомнений в правильности производства предстоящей операции все переключения прекращаются до выяснения.

Как известно, последствия аварии, возникающей в период максимума нагрузки, бывают гораздо тяжелее, чем в период минимальных нагрузок. Анализ аварий, возникающих вследствие грубых нарушений персоналом правил техники безопасности, показывает, что большую часть их допускает персонал в конце смены. Поэтому *в период максимума нагрузки и в конце смены производство переключений при нормальных условиях эксплуатации не допускается.*

При заземлениях в цепях постоянного тока до отыскания и ликвидации заземления запрещается производить всякие операции, если они не диктуются аварийным положением.

3. Действия с разъединителями

Включение разъединителей как ручными приводами, так и штангой надлежит производить быстрым движением, но без удара в конце хода.

Производить обратный отвод ножей разъединителя при приближении их к контактам (губкам) категорически воспрещается, так как это ведет к возникновению аварий (дуговые разряды).

Отключение разъединителей следует производить медленно и осторожно. При возникновении дуги в момент отхода ножей от контактов разъединитель должен быть быстро включен обратно; операция должна быть прекращена до выявления причин появления дуги.

В отключенном положении ножи разъединителя должны быть полностью (до отказа) отведены от контактов.

4. Действия с выключателями

Включение выключателя ручным приводом следует производить быстро, доводя ход интервала или рычага до упора; при этом должна загореться сигнальная лампа «включено».

При дистанционном включении в зависимости от типа контактора нажим на кнопку «включить» или поворот ключа управления необходимо производить до момента загорания сигнальной лампы «включено».

Отключение выключателя вручную надлежит производить легким поворотом штурвала до отказа или поворотом рычажного привода, а также воздействием на защелку привода, нажатием на специальную кнопку или сердечник отключающей катушки. При этом должна загореться сигнальная лампа «отключено».

При дистанционном отключении соответствующее действие с ключом управления или кнопкой необходимо продолжать до момента загорания лампы «отключено».

Проверка положения выключателя после отключения обязательна во всех случаях, если за этим отключением предстоит операция с разъединителями, за исключением случаев, когда разъединители управляются дистанционно.

Операциям с разъединителями должно предшествовать снятие с выключателя оперативного тока, за исключением случаев перевода с одной системы шин на другую при включенном выключателе данного присоединения. Оперативный ток снимается предохранителем в цепи соленоида включения до проверки положения выключателя. Соблюдение такой последовательности при выполнении указанных операций полностью обеспечивает надежность, потому что не во всех распределительных устройствах (РУ) предохранители цепей оперативного тока расположены рядом с выключателями.

При производстве операций в РУ, где предохранители цепей оперативного тока расположены далеко от выключателя, за время от проверки положения выключателя до снятия оперативного тока с привода может произойти изменение положения выключателя (ошибочное включение выключателя, включение выключателя вследствие двойного замыкания на землю в цепи оперативного тока и пр.).

Выполнение при этом последующей операции с разъединителями при включенном выключателе может вызвать повреждение оборудования и серьезную травму персонала.

Проверка положения после включения обязательна у шиносоединительного выключателя (ШСВ) перед началом перевода присоединений с одной системы шин на другую.

Действительное положение выключателя следует проверять в основном по механическому указателю. Вспомогательными средствами могут служить сигнальные лампы и измерительные приборы данного присоединения. У воздушных выключателей с отделителями и выключателей типа ВМГ и МГГ проверка положения выключателя производится путем осмотра рабочих контактов.

5. Действия с устройствами релейной защиты и автоматики

Все операции с устройствами релейной защиты и электроавтоматики производятся только с разрешения вышестоящего оперативного персонала. При ликвидации аварии персонал может действовать самостоятельно и уведомить затем вышестоящего оперативного работника.

Нельзя оставлять без защиты оборудование, шины и линии, находящиеся под нагрузкой или под напряжением; также не должны оставаться без защиты от внутренних повреждений генераторы, синхронные компенсаторы и трансформаторы.

Перед отключением релейной защиты по заявкам оперативный персонал должен убедиться в том, что включена другая защита, обеспечивающая надежную защиту оборудования, или принять меры по замене отключенной защиты резервной, либо оборудование включается на резервную систему шин через ШСВ с соответствующей защитой.

При изменениях в схеме главной (первичной) цепи необходимо своевременно производить отключение, включение или изменение уставок устройств релейной защиты и электроавтоматики согласно местных инструкций.

В случае превышения тока нагрузки присоединений (максимально допустимое значение по условиям настройки 'релейной защиты) необходимо принять меры к его разгрузке.

При опробовании оборудования перед включением выключателя персонал должен убедиться в исправности выключателя, наличии оперативного тока на цепях защиты и на управлениях выключателя, а также в том, что на опробуемом присоединении все (в том числе быстродействующая) защиты включены и поставлены в положение, соответствующее опробованию (если это необходимо).

Действие АПВ и АВР с выключателя, которым производится опробование, нужно отключить.

При опробовании ШСВ или обходным выключателем нужно включить защиты ШСВ или обходного выключателя от всех видов коротких замыканий с уставками согласно указанию в местных инструкциях.

При автоматическом отключении или включении выключателей оперативный персонал должен:

а) по сигнализации установить и записать, какие выключатели отключились, и квити́ровать их ключи управления. При этом на выключателях, имеющих АПВ, квити́рование ключей допускается только после того, как персонал убедился в том, что устройство АПВ вернулось в исходное положение;

б) тща́тельно осмотреть и записать, на каких реле отпали сигнальные флажки и какое время зафиксировано указателями реле времени, затем установить флажки и указатели в нужное положение и сообщить вышестоящему оперативному персоналу (при наличии на щите управления второго лица осмотр сигнальных реле производится персоналом совместно, т. е. с контролирующим лицом);

в) деблокировать реле, имеющие самоудержание (например, на газовой защите трансформаторов), и поднять грузы выключателей с грузовыми приводами, включающимися от АПВ или АВР;

г) привести в соответствие с первичной схемой соединений устройства автоматики и релейной защиты, имеющие ключи, отключающие устройства, переключатели и рубильники, положение которых зависит от первичной схемы соединений;

д) после автоматического отключения сообщить в местную службу релейной защиты и электроавтоматики о выпавших флажках сигнальных и других реле, о показаниях указателей времени и запуске автоматических осциллографов и пр.

При резких изменениях напряжений и токов в сети, не сопровождающихся отключениями или включениями выключателей, персонал обязан осмотреть панели релейной защиты и электроавтоматики и зафиксировать действие всех сигнальных реле.

При появлении сигнала заземления в сети постоянного оперативного тока персонал должен немедленно принять меры по отысканию места нарушения изоляции и его устранению согласно местным инструкциям.

6. Последовательность производства операций

Производство основных операций с выключателями и разъединителями должно происходить в следующей последовательности.

Включение линии:

- а) включить шинные разъединители;
- б) включить линейные разъединители;
- в) включить выключатель.

Отключение линии:

- а) отключить выключатель;
- б) отключить линейные разъединители;
- в) отключить шинные разъединители.

Включение генератора:

- а) включить шинные разъединители;
- б) включить генераторные разъединители (разъединители, устанавливаемые в некоторых случаях между выводами генератора и выключателем);
- в) синхронизировать генератор и включить генераторный выключатель.

Отключение генератора:

- а) отключить генераторный выключатель;
- б) отключить генераторные разъединители;
- в) отключить шинные разъединители.

Включение трехобмоточного трансформатора:

- а) включить шинные разъединители высшего, среднего и низшего напряжения;
- б) включить трансформаторные разъединители высшего, среднего и низшего напряжения (если они есть);
- в) включить выключатели высшего, среднего и низшего напряжения.

Отключение трехобмоточного трансформатора:

- а) отключить выключатели низшего, среднего и высшего напряжения;
- б) отключить трансформаторные разъединители низшего, среднего и высшего напряжения;
- в) отключить шинные разъединители низшего, среднего и высшего напряжения.

Ошибочное действие персонала при производстве оперативных переключений вызывает поражение людей током, повреждение оборудования и прекращение электроснабжения электроприемников. Последствия от ошибочного включения или отключения тока разъединителями зависят от того, какими разъединителями – шинными или линейными – производится операция. Поэтому *первыми должны включаться, а последними отключаться разъединители, неправильное действие*

которых может привести к более тяжелым последствиям.

Исходя из этого ясно, что всегда следует *сначала включать шинные, затем линейные разъединители и только потом выключатель.* При отключении сначала следует отключить выключатель, затем линейные разъединители, а потом шинные.

В практике имели место случаи отключения работающего трансформатора от действия релейной защиты, когда к номинальному току работающего трансформатора накладывался намагничивающий ток включаемого трансформатора. Поэтому *включение трансформаторов следует производить со стороны высшего напряжения.*

Порядок перевода присоединений с одной системы шин на другую:

а) убедиться в том, что защита ШСВ включена с уставками, указанными в местных инструкциях по защите.(если на выключателе имеется специальная автоматика, отключить ее);

б) убедиться в том, что напряжения обеих систем шин синхронны и равны по величине;

в) включить ШСВ;

г) отключить защиту и оперативный ток с привода ШСВ;

д) по механическому указателю (или по состоянию рабочих контактов выключателя) проверить включенное положение выключателя;

е) включить шинные разъединители всех намеченных к переводу присоединений на ту систему шин, с которой намечается их питание; затем, если в этом есть надобность, перевеет питание измерительных приборов, приборов учета, защиты и сигнализации, переводимых присоединений на соответствующие цепи трансформаторов напряжения;

ж) отключить шинные разъединители переводимых присоединений от системы шин, с которой они ранее питались;

з) включить оперативный ток на привод, после чего отключить ШСВ;

и) проверить отключение ШСВ;

к) включить защиту ШСВ и специальную автоматику.

Порядок производства операций при переводе всех присоединений с рабочей системы шин на резервную при наличии шиносоединительного выключателя:

а) убеждаются по оперативной схеме, что система шин находится в резерве, и производят внешний осмотр резервной системы шин;

б) включают ШСВ с подключенной на нем защитой от коротких замыканий (с нулевой установкой по времени);

в) проверяют наличие напряжения на резервной системе шин по вольтметрам;

г) отключают оперативный ток с привода и защиты на ШСВ (рубильником, накладкой и пр.);

д) производят перевод питания цепей напряжения защиты присоединений с трансформаторов напряжения рабочей системы шин на трансформаторы напряжения резервной системы (согласно местной инструкции);

е) производят перевод разъединителей присоединений с одной системы шин на другую (согласно местной инструкции, учитывающей конструктивные особенности РУ и управления разъединителями);

ж) проверяют качество включения разъединителей на резервную систему шин;

з) проверяют отсутствие нагрузки на ШСВ по амперметру;

и) включают оперативный ток на привод И отключают ШСВ.

При отсутствии ШСВ частичный перевод присоединений с одной системы шин на другую запрещается.

При полном переводе присоединений, в случае отсутствия ШСВ, включают шинные разъединители на резервную систему шин одного из мощных источников и держат их в этом состоянии до конца переключения. Это присоединение переводится последним после тщательной проверки перевода всех остальных присоединений.

При переводе присоединений особенно тщательно необходимо следить за тем, чтобы не включить разъединители присоединений, не находящихся в работе.

При переводе присоединения необходимо предусмотреть сохранение правильного питания цепей напряжения измерительных приборов релейной защиты и автоматики.

Когда ШСВ находится в резерве, его разъединители, как правило, должны быть включены на обе системы шин. Трансформатор напряжения резервной системы шин должен быть также включен.

7. Бланк переключения

Бланк переключения, составляемый для предупреждения возможных неправильных операций, является основным оперативным документом, определяющим содержание задания и последовательность производства особо опасных и сложных переключений. По бланкам переключения производятся операции в схемах электроустановок напряжением выше 1 000 в, когда РУ не оборудованы или оборудованы не полностью блокировочными устройствами от неправильных операций с разъединителями, и сложные переключения.

В бланк переключения вносятся не только операции с переключающими аппаратами, но также и другие операции, как-то:

- включение и отключение оперативного тока;
- проверка отсутствия напряжения;
- операции с защитой или спецавтоматикой;
- отключение и включение цепей питания защиты, измерительных приборов и автоматики;
- ввод и вывод АПВ, АВР, АЧР;
- наложение или снятие защитных переносных заземлений.

Бланк заполняется непосредственно перед началом переключений после получения распоряжения тем лицом, которое получило распоряжение.

Каждая операция или действие, вносимое в бланк, должно иметь порядковый номер, каждый бланк переключений проверяется и подписывается.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ:

1. Оперативное распоряжение.
2. Каким образом производятся оперативные переключения?
3. Действия с разъединителями.
4. Действия с выключателями.
5. Действия с устройствами релейной защиты и электроавтоматики.
6. Последовательность производства операций.
7. Что такое «Бланк переключения»?

Использованная литература

3. Зарандия, Ж.А. Основные вопросы технической эксплуатации электрооборудования : учебное пособие / Ж.А. Зарандия, Е.А. Иванов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный технический университет». - Тамбов : Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2015. - 129 с. : ил.,табл., схем. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-8265-1386-6 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=445120>.
4. Привалов Е.Е. Эксплуатация воздушных линий электропередач : учебное пособие / Е.Е. Привалов. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. - 130 с. : ил., схем., табл. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-4475-3884-2; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=434748>

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №3

Тепловизионное обследование электроэнергетического Оборудования

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Тепловидение

Тепловидение можно назвать универсальным способом получения различной информации об окружающем нас мире. Как известно, тепловое излучение имеет любое тело, температура которого отлична от абсолютного нуля. Кроме того, подавляющее большинство процессов преобразования энергии (а к ним относятся все известные процессы) протекает с выделением или поглощением тепла. Так как средняя температура на Земле не высока, большинство процессов проходят с малым удельным выделением тепла и при небольших температурах. Соответственно и максимум энергии излучения таких процессов попадает в инфракрасный микроволновый диапазон. Инфракрасное излучение невидимо для человеческого глаза, но может быть обнаружено различными приемниками теплового излучения и тем или иным способом преобразовано в видимое изображение.

Тепловидение – это научно-техническое направление, изучающее физические основы, методы и приборы (тепловизоры), обеспечивающие возможность наблюдения слабонагретых объектов.

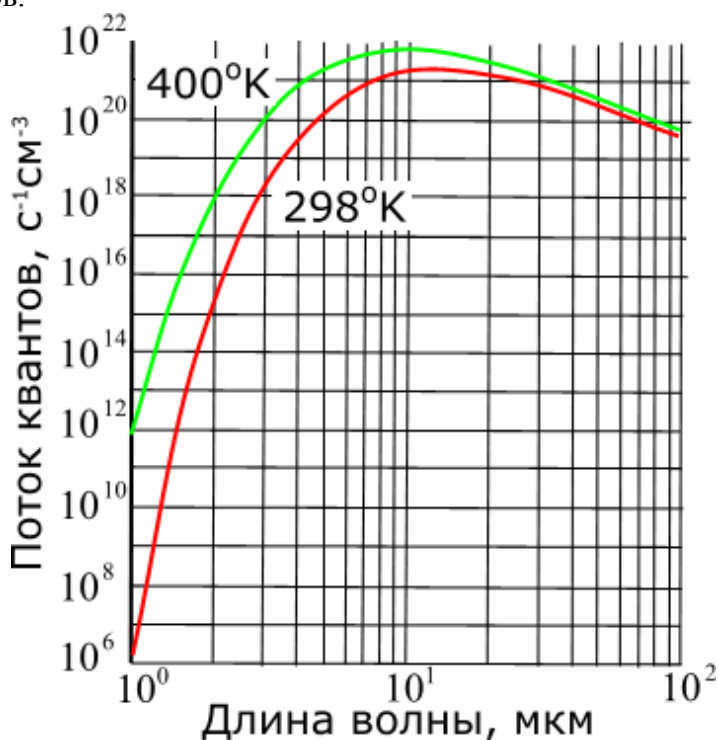


Рисунок 1 - Зависимость плотности потока квантов, испускаемых абсолютно черным телом при двух температурах, от длины волны.

Все материальные тела с температурой выше $-273\text{ }^{\circ}\text{C}$ ($0\text{ }^{\circ}\text{K}$), излучают электромагнитное излучение, которое в соответствии с формулой Планка можно

представить в виде, показанном на рис.1 (показаны зависимости эмиссии фотонов от длины волны при двух температурах абсолютно черного тела). При повышении температуры объектов увеличивается число испускаемых квантов излучения (ИК-излучение) при фиксированной длине волны. Испускаемые кванты света, в том числе невидимые (инфракрасные) с длиной волны > 1 мкм могут быть зарегистрированы датчиками инфракрасных излучений (полупроводниковые фотонные датчики).

Тепловое изображение объектов формируется специальным инфракрасным объективом и регистрируется с помощью фокальной матрицы, установленной в фокальной плоскости объектива.

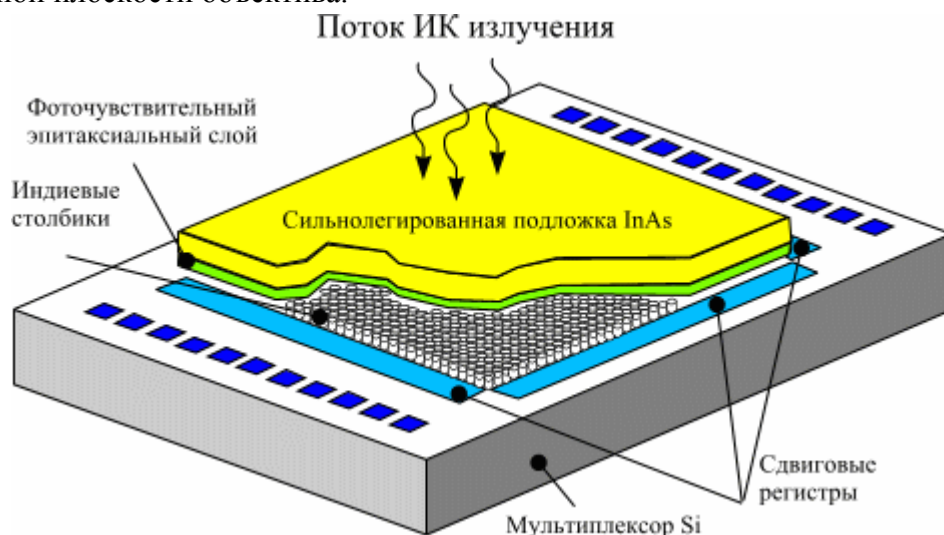


Рисунок 2 - Строение гибридной микросхемы

Спектральный диапазон предлагаемой матрицы составляет 2,65-3,05 мкм. С точки зрения разработчиков, для решения ряда термографических задач, это очень удобный спектральный диапазон. Это связано с тем, что для фотонных приемников отношение числа информационных падающих квантов излучения (например для $T=30$ °C, некоторой температуры поверхности кожи человека) и паразитных фоновых квантов (температура окружающего фона $T=25$ °C) увеличивается с уменьшением длины волны падающего излучения. Так для спектрального диапазона 8,5-12 мкм, характерного для приемников на основе соединений ртуть-кадмий-теллур отношение составляет 1,08, для диапазона 7,5-8 мкм (приемник на основе сверхрешеток AlGaAs/GaAs) - 1,1, для диапазона 4,5-5 мкм (приемники на основе InSb¹ и силицида платины) - 1,13, для диапазона 3,5-3,9 (приемники на основе InSb и силицида платины) - 1,23, для диапазона 2,65-3,05 мкм (матрица на основе InAs матрицы) - 1,3 и для диапазона 1,4-1,8 мкм - 1,6. В целом это дает возможность матрицам в коротковолновой области легче регистрировать малые температурные контрасты на объектах. Кроме того, с уменьшением длины волны падающего излучения уменьшается паразитный поток комнатного фона, что упрощает схемы считывания сигналов.

Элементы фокальной матрицы преобразуют кванты света в электрические заряды, которые считываются кремниевым мультиплексором (рис.2), усиливаются, предварительно обрабатываются электронной схемой и передаются в компьютер. После

¹ Антимонид Индия, полупроводник с проводимостью n-типа

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. В результате на экране монитора получаем тепловизионное изображение объекта (термограмму).

2. Тепловизионный контроль электрооборудования

При тепловизионном контроле электрооборудования следует применять тепловизоры с разрешающей способностью $0,1...0,2^{\circ}\text{C}$. Это означает, что две точки объекта с разностью температуры $0,1...0,2^{\circ}\text{C}$ будут отличаться цветом. Верхний предел температурного диапазона тепловизора должен быть не менее 200°C , нижний — около 0°C .

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. 2.1.

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.

Таблица 1 – Наибольшие допустимые температуры

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 ее сплавов	75	35
Аппаратные выводы из меди, алюминия и их сплавов	90	50
Болтовые контактные соединения	90	50
Предохранители на напряжение 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	
Жилы пропитанной бумаги при напряжении, кВ:		
1 и 3	80/80	
6	65/75	
10	60	
20	55	
35	50	

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 $0,5 I_{\text{ном}}$:

$$\Delta\Theta_{0,5} = \Delta\Theta_{\text{раб}} \left(\frac{0,5 I_{\text{ном}}}{I_{\text{раб}}} \right)^2,$$

где $\Delta\Theta_{0,5}$ – избыточная температура при токе $0,5 I_{\text{ном}}$

$\Delta\Theta_{\text{раб}}$ – избыточная температура при рабочем токе нагрузки.

Тепловизионный контроль при рабочих токах, меньших $0,3 I_{\text{ном}}$, не способствует выявлению дефектов на ранней стадии их развития.

Степень неисправности контактов и контактных соединений оценивается следующим образом:

$\Delta\Theta_{0,5} = 5 \dots 10^\circ\text{C}$ - начальная степень неисправности, которую следует держать под контролем и принимать меры по ее устранению во время проведения ремонта, запланированного по графику;

$\Delta\Theta_{0,5} = 10 \dots 30^\circ\text{C}$ - 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.

При тепловизионной съёмке силовых трансформаторов и АТ проверяются:

- вводы;
- баки;
- системы охлаждения (радиаторы, вентиляторы, маслонасосы);
- термосифонные фильтры (ТСФ);
- контактные соединения.

Тепловизионное обследование для силовых трансформаторов и автотрансформаторов является дополнительным видом диагностики к основным методам испытаний. Однако, достаточно легко и точно можно обнаружить следующие дефекты:

- нагревы внутренних контактных соединений обмоток НН с выводами трансформатора;

- места болтового крепления колокола бака;
- определить уровень масла в расширительном баке, выхлопной трубе и во вводах;

- нарушение в работе систем охлаждения (вентиляторов, маслонасосов, циркуляции масла в радиаторах) и регенерации масла (термосифонных фильтров (ТСФ)). При использовании мелкозернистого силикагеля, шламообразования в фильтре, случайном закрытии шибер (задвижки) на трубопроводе фильтра, при работе трансформатора в режиме холостого хода или малой нагрузки трансформатора (менее 50%) циркуляция масла в фильтре будет незначительна или отсутствовать вообще.

Наиболее распространённым дефектом, который может встретиться на практике, является образование воздушных пробок, как в самих вводах трансформатора, так и в баках встроенных трансформаторов тока, образующихся по вине ремонтного персонала при замене вводов, а так же сливе и доливке масла. При осмотре силового трансформатора, необходимо так же обращать внимание на образование аномальных зон нагрева на поверхности бака. Эти и другие возможные дефекты показаны на соответствующих термограммах.

Характерными дефектами для вводов являются увлажнение, образование проводящих отложений на внутренней поверхности фарфоровой крышки ввода, снижение уровня масла. Развитие таких дефектов приводит к изменению tg угла диэлектрических потерь основной изоляции. По мере развития дефекта появляются частичные разряды (ЧР) и в дальнейшем электрический пробой.

Маслонаполненные вводы. Состояние ввода оценивается по распределению температуры по высоте ввода. На рисунке 3 показан характер распределения температуры по высоте маслонаполненного ввода при нормальном его состоянии и некоторых дефектах.



Рисунок 3 - 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).

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 $0,3^{\circ}\text{C}$.

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 $0,5-5^{\circ}\text{C}$ 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 сталеалюминиевых 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.

При проведении тепловизионного обследования, имеется возможность оценить состояние подвесной фарфоровой изоляции ЛЭП (контроль подвесной изоляции на подстанции не требуется), а так же опорных и проходных изоляторов ОРУ и ячеек КРУН подстанции.

Гирлянда подвесной линейной изоляции состоит из тарельчатых изоляторов, наибольшую температуру в которой имеют изоляторы, расположенные у фазного провода, а наименьшую - в зоне металлической заземлённой траверсы. Они могут быть - исправные, нулевые и изоляторы с изменяющимися диэлектрическими свойствами т.е у которых значение температуры зависит от поверхностных токов утечки, состояния цементной армировки, наличием механических повреждений фарфора и т.д. Пробой изолятора в гирлянде приводит к увеличению напряжения на исправных изоляторах, что ведёт к повышению их температуры, а на пробитых температура снижается до температуры окружающей среды т.к напряжение равно нулю (пробитые изоляторы выглядят более тёмными на термограммах). Кроме того, повышенные нагревы изоляторов в гирлянде могут быть вызваны их загрязнением выбросами промышленных предприятий. При малом числе изоляторов в гирлянде или большом числе пробитых эффективность тепловизионного контроля существенно возрастает.

У проходных изоляторов, при появлении дефекта, через него начинает протекать ток, что вызывает нагрев. У опорных изоляторов разъединителей и шинных мостов основным дефектом является нарушение технологии запечки изоляторов, приводящее к продольным трещинам и пробоям. На практике можно встретить увлажнение цементной армировки изолятора. В результате увеличивается ток утечки, протекающего через неё и "разогрев" армировки с повышением температуры. При исправном изоляторе, температуры фланца и фарфора почти одинаковы и превышают температуру окружающего воздуха не более чем на 0,5-0,7 град. Перегрев загрязнённого изолятора может достигать 2 град. Чаще всего повреждения изоляторов происходит в межсезонье, когда в течение суток могут наблюдаться значительные перепады температуры с плюса на минус.

3. Преимущества использования ИК – контроля

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.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ:

1. Что такое тепловидение?
2. Каким образом проводится тепловизионный контроль электрооборудования?
3. Основные преимущества тепловизионного контроля.

Использованная литература

5. Зарандия, Ж.А. Основные вопросы технической эксплуатации электрооборудования : учебное пособие / Ж.А. Зарандия, Е.А. Иванов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный технический университет». - Тамбов : Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2015. - 129 с. : ил., табл., схем. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-8265-1386-6 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=445120>.
6. Привалов Е.Е. Эксплуатация воздушных линий электропередач : учебное пособие / Е.Е. Привалов. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. - 130 с. : ил., схем., табл. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-4475-3884-2; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=434748>

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №4

Проведение работ повышенной опасности

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Общие положения

К работам повышенной опасности относятся работы, при выполнении которых имеется или может возникнуть производственная опасность для работающих.

К таким работам предъявляются дополнительные (повышенные) требования безопасности и при их производстве, кроме обычных мер безопасности, необходимо обязательное выполнение дополнительных оргтехмероприятий, снижающих производственные риски и обеспечивающих безопасность работающих. Эти меры должны

быть разработаны до начала работ, а работники, организующие эти работы, должны их выполнять.

При организации работы (размещении участков работ, рабочих мест, проездов, проходов и т.п.) следует установить опасные для людей зоны, в пределах которых постоянно действуют или могут возникнуть опасные и вредные производственные факторы.

К зонам постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть отнесены рабочие места, проходы и проезды к ним, находящиеся:

- вблизи от неизолированных токоведущих частей электроустановок;
- вблизи от не огражденных перепадов по высоте на 1,3 м и более;
- в местах, где содержатся вредные или опасные вещества в концентрациях выше предельно допустимых;
- в местах, где присутствуют опасные и вредные физические факторы с параметрами выше предельно допустимых уровней.

К зонам потенциально опасных производственных факторов относятся не огражденные и незащищенные:

- участки территории вблизи строящегося здания (сооружения);
- этажи (ярусы) зданий и сооружений в одной захватке, над которыми производятся работы;
- зоны перемещения машин, механизмов, оборудования, агрегатов, узлов и деталей;
- зоны, над которыми происходит перемещение грузов грузоподъемными кранами;
- зоны расположения оборудования с ядовитыми, агрессивными, легковоспламеняющимися, радиоактивными, взрывчатыми и т.п. веществами;
- иные зоны, где персонал может попасть под воздействие опасных и вредных факторов.

Размеры указанных опасных зон определяются специальными таблицами.

Места временного или постоянного нахождения работников должны располагаться за пределами опасных зон. На границах зон постоянно действующих опасных производственных факторов должны быть установлены защитные ограждения, а зон потенциально опасных факторов – сигнальные ограждения и знаки безопасности.

Действие опасных производственных факторов при выполнении работ может быть связано с характером выполняемой работы или не связано, когда работа ведется в зоне действия уже существующих опасных производственных факторов. Работы, при выполнении которых оба условия присутствуют, относятся к особо опасным работам и такие работы могут выполняться только после оформления наряда-допуска.

Наряд-допуск (наряд) – это 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.

Общий перечень видов работ повышенной опасности, к которым предъявляются дополнительные (повышенные) требования по безопасности труда приведен в Приложении № 1.

Перечень работ повышенной опасности, на выполнение которых необходимо выдавать наряд-допуск приведен в Приложении № 2.

Примерная форма наряда-допуска приведена в Приложении № 3.

Наряд-допуск определяет место выполнения, содержание работ повышенной опасности, условия их безопасного проведения, время начала и окончания работ, состав бригады и лиц, ответственных за безопасность при выполнении этих работ. То есть, раздел «Наряд» определяет работы, раздел «Допуск» - охрану труда и безопасность при их выполнении.

К наряду-допуску могут, при необходимости, прилагаться эскизы защитных устройств и приспособлений, схемы расстановки постов оцепления, установки предупредительных знаков и т.д. Система нарядов-допусков не отменяет разработки другой документации по безопасности труда.

Там, где работы производятся на основе проектно-сметной документации (строительные, монтажные, ремонтные и другие работы), безопасность труда предусматривается в проектно-сметной документации, а также в организационно-технологической документации (проект организации строительства, проект производства работ), которая должна содержать конкретные проектные решения по безопасности труда, определяющие технические средства и методы работ, обеспечивающие выполнение нормативных требований безопасности труда.

Не допускается заменять проектные решения извлечениями из норм и правил безопасности труда, которые рекомендуется приводить только в качестве обоснования для разработки соответствующих решений.

В исключительных случаях работы повышенной опасности как-то: предупреждение и ликвидация аварий и стихийных бедствий, устранение угрозы жизни работникам, могут быть начаты без оформления наряда-допуска, но с обязательным соблюдением комплекса мер по обеспечению безопасности работников и под непосредственным руководством ответственного должностного лица.

Если эти работы принимают затяжной характер, оформление наряда-допуска обязательно.

К самостоятельному выполнению работ повышенной опасности допускаются лица:

- не моложе 18 лет;
- признанные годными медицинским освидетельствованием к выполнению данных работ;
- не имеющие противопоказаний по возрасту и полу;
- имеющие действующее удостоверение на право производства этих работ;
- прошедшие обучение безопасным методам и приемам работ по специальной программе и проверку знаний правил, норм и инструкций по охране труда, в том числе и настоящей инструкции;
- получившие инструктаж на рабочем месте по охране и безопасности труда.

Рабочие, впервые допускаемые к работам повышенной опасности, в течение 1 года должны выполнять такие работы под непосредственным надзором опытных рабочих, назначенных приказом.

Работы повышенной опасности выполнять в одиночку запрещается.

2. Требования к персоналу, ответственному за организацию и производство работ повышенной опасности

Ответственным за безопасность при выполнении работ по нарядам-допускам являются:

Лицо, выдающее наряд-допуск.

Ответственный руководитель работ (допускающий).

Ответственный исполнитель работ (наблюдающий).

Члены бригады (звена), выполняющие работу по наряду-допуску.

Указанные лица должны пройти обучение и проверку знаний по безопасности и охране труда по специальной программе.

Лицо, выдающее наряд-допуск, определяет необходимость выполнения работ, объем и сроки их выполнения, назначает исполнителей (ответственного руководителя,

ответственного исполнителя и членов бригады), определяет условия безопасного выполнения работ, выписывает, оформляет и выдает наряд-допуск ответственному руководителю работ. Он несет ответственность за весь комплекс вопросов производства работ: правильность и полноту указанных в наряде-допуске мер безопасности, квалификацию и готовность исполнителей, их инструктаж, порядок допуска к данной работе, за отключение участка работы от действующих систем, обозначение опасных и вредных факторов и защиту от них и др.. Назначается из лиц руководящего состава приказом.

Ответственный руководитель работ устанавливает характер и объем работ, назначает ответственного исполнителя работ, определяет численный состав бригады и квалификацию ее членов, проверяет выполнение указанных в наряде-допуске мер безопасности, обеспечивающих безопасность работников, обеспечивает контроль за безопасностью при ведении работ и после их окончания, проводит инструктаж ответственного руководителя работ и членов бригады перед работой. Назначается из лиц руководящего состава.

Ответственный исполнитель работ, приняв объект (место) производства работ от ответственного руководителя работ, осуществляет руководство работой членов бригады, проводит им целевой инструктаж по безопасности труда, ведет контроль за соблюдением мер безопасности членами бригады, за применением и правильным использованием средствами индивидуальной защиты, за наличием и исправностью инструмента, наличием ограждений, защитных средств и устройств, знаков безопасности и т.д. Он несет ответственность за техническое руководство работами, за соблюдение мер безопасности, указанных в наряде-допуске, в проекте производства работ и в инструкциях по эксплуатации применяемого оборудования. Может назначаться из прорабов, мастеров, бригадиров, звеньевых, прошедших предварительно обучение и проверку знаний по охране и безопасности труда, хорошо знающие оборудование и технологию предстоящих работ, умеющие провести подробный инструктаж членам бригады, способные обеспечить необходимый контроль за их действиями во время работ, аттестованные и допущенные к этим работам в установленном порядке.

Разрешается следующее совмещение обязанностей: лицо, выдающее наряд-допуск может быть одновременно ответственным руководителем работ, а ответственный руководитель работ может быть одновременно ответственным исполнителем работ.

Члены бригады, выполняющие работы повышенной опасности, отвечают за выполнение полученных при допуске к работе и в процессе работы инструктивных указаний, за правильность обращения с оборудованием, инструментами, материалами, за правильность использования предоставленных в их распоряжение средств защиты, за принятие в соответствии со своими возможностями мер к собственной безопасности и безопасности членов бригады, за соблюдение производственной и технологической дисциплины.

Работы, в выполнении которых принимают участие несколько служб, называют совмещенными. Наряд-допуск на них выдает лицо, которому эти службы подчиняются.

Лицо, выдавшее наряд-допуск на совмещенные работы, должно дополнительно обеспечить согласование совмещенных работ по объемам, срокам и мерам безопасности с руководителем подразделения, где эти работы будут производиться и отразить это в наряде-допуске на совмещенные работы, а руководитель подразделения, в котором такие работы предполагается выполнить, должен выделить зону для производства работ и обеспечить выполнение мероприятий по безопасности, указанных для него в наряде-допуске.

При совмещенных работах руководитель подразделения совместно с ответственным руководителем работ и ответственным исполнителем должен организовать контроль и обеспечить выполнение мероприятий, определенных нарядом-допуском.

На работы с повышенной опасностью, выполняемые подрядными организациями, наряды-допуски должны выдаваться уполномоченными лицами подрядных организаций и подписываться также должностным лицом организации заказчика, где будут производиться эти работы. Если работы предстоят на территории действующего производства, заказчик и подрядчик (субподрядчик) обязаны оформить акт-допуск по установленной форме. В этом случае ответственность за выполнение мероприятий по безопасности, предусмотренным актом-допуском несут руководители организаций заказчика и подрядчика: заказчика – за возникновение производственной опасности, не связанной с характером работ подрядчика, а подрядчика – за организацию и безопасность выполняемой им работы.

3. Порядок оформления и выдачи нарядов-допусков

Наряд-допуск на выполнение работ с повышенной опасностью должен быть оформлен до начала производства работ.

Выдача и возврат наряда-допуска должна регистрироваться в специальном журнале по установленной форме, который должен быть пронумерован, прошнурован и скреплен печатью. Журнал, чистые бланки и закрытые наряды-допуски хранятся у лица, выдающего их.

Наряд-допуск выдается на период, необходимый для выполнения заданного объема работ. Продлить срок действия наряда-допуска может только лицо его выдающее.

Наряд-допуск выписывается в 2-х экземплярах (один находится у лица, выдавшего наряд-допуск, другой выдается ответственному руководителю работ. Исправление текста не допускается.

При выполнении работ силами 2-х и более бригад на одном объекте наряд-допуск выдается ответственному исполнителю работ для каждой бригады за подписью одного лица и должны быть разработаны мероприятия, обеспечивающие безопасность с учетом совместного характера выполнения работ бригадами.

При выполнении работ на территории действующего предприятия наряд-допуск выписывается в 3-х экземплярах (третий экземпляр выдается ответственному лицу действующего предприятия (подразделения), согласовав меры безопасности и порядок производства работ).

Работы, производимые вблизи действующих линий электропередач и скрытых коммуникаций должны быть предварительно согласованы с их владельцами, а соответствующие документы (схемы коммуникаций и т.д.) должны прилагаться к наряду-допуску.

Ответственному исполнителю работ может быть выдан только один наряд-допуск.

Если меняются условия работы, ее характер, а также состав бригады, то соответственно корректируются и меры безопасности, а наряд-допуск переоформляется.

Все ответственные лица за безопасное производство работ не должны принимать к исполнению наряд-допуск и допускать к работе членов бригады, если меры безопасности не отражены в полном объеме или не соответствуют правилам и нормам по безопасности и охране труда.

На каждый вид работ повышенной опасности выдается свой наряд-допуск, его содержание может отличаться.

4. Порядок допуска и производства работ повышенной опасности

Перед допуском членов бригады (звена) к выполнению работ повышенной опасности ответственный исполнитель и руководитель работ должны проверить выполнение предусмотренных нарядом-допуском технических и организационных мероприятий по подготовке места работы. Это должно быть оформлено в наряде-допуске подписью ответственного исполнителя работ.

При выполнении совмещенных работ разрешение на производство работ с повышенной опасностью должно быть оформлено в наряде-допуске подписями ответственного руководителя работ, ответственного исполнителя работ и руководителя подразделения, в котором выполняются совмещенные работы.

Ответственный руководитель работ, как допускающий, при допуске членов бригады к работе обязан:

- проверить по наряду-допуску фамилию, имя, отчество ответственного исполнителя работ и членов бригады и содержание порученной работы;

- информировать членов бригады, на основе учета риска, об условиях безопасности при проведении работ, учесть пригодность каждого работника к выполняемой работе (из условий безопасности и состояния здоровья), проверить знание обязанностей членами бригады при выполнении работ в составе бригады с соблюдением требований безопасности;

- указать места отключения объекта от электрических, тепловых, газовых и других систем и выделенную зону работ;

С момента допуска членов бригады к работе надзор за безопасным ведением работ должен осуществлять ответственный исполнитель работ.

При перерывах в работе в течение рабочей смены члены бригады должны быть удалены с места работ. После окончания рабочего дня рабочие места должны быть приведены в порядок. Наряд-допуск должен быть сдан ответственному руководителю работ или лицу, выдавшему наряд-допуск.

Работы должны быть прекращены, наряд-допуск изъят и возвращен лицу, выдавшему его в следующих случаях:

- При обнаружении несоответствия фактического состояния условий производства работ требованиям безопасности, предусмотренным нарядом-допуском;

- при изменении объема и характера работ, вызвавших изменения условий выполнения работ;

- при обнаружении нарушений работниками правил безопасности;

- при изменении состава бригады;

- к прерванным работам можно приступить только после устранения недостатков и получения нового наряда-допуска

При производстве работ повышенной опасности работники должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты в соответствии с нормами, с учетом воздействующих на них опасных и вредных производственных факторов.

Требования безопасности по каждому конкретному виду работ повышенной опасности (требования к персоналу, рабочему месту, оборудованию и инструменту, оснастке, материалам и веществам по пожарной и электробезопасности и другим вредным и опасным факторам) отражаются в правилах и инструкциях непосредственно по этим видам работ.

Особенно важен подбор персонала и порядок его допуска к работам повышенной опасности, о чем указывалось выше:

Когда говорится о возрасте «не моложе 18 лет», то надо иметь в виду, что на некоторых особо опасных работах он может быть более ограничен (например, не моложе 21 года и не старше 60 лет), а для женщин есть специальный перечень работ, где их труд запрещается.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ:

1. К каким работам относят работы повышенной опасности ?
2. Зоны постоянно действующих опасных производственных факторов?
3. Что такое «Наряд-допуск»?
4. Какие существуют требования к персоналу, ответственному за организацию и производство работ повышенной опасности?
5. Порядок допуска и производства работ повышенной опасности.

Использованная литература

7. Зарандия, Ж.А. Основные вопросы технической эксплуатации электрооборудования : учебное пособие / Ж.А. Зарандия, Е.А. Иванов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный технический университет». - Тамбов : Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2015. - 129 с. : ил.,табл., схем. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-8265-1386-6 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=445120>.
8. Привалов Е.Е. Эксплуатация воздушных линий электропередач : учебное пособие / Е.Е. Привалов. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. - 130 с. : ил., схем., табл. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-4475-3884-2; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=434748>

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №5

Эксплуатация генераторов и синхронных компенсаторов

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Осмотры и проверки генераторов

Осмотры и проверки генераторов производятся персоналом электроцеха перед пуском и во время работы. При этом осматриваются генератор и оборудование, включаемое вместе с ним в работу.

При осмотре генератора перед пуском после ремонта проверяется, все ли работы закончены и имеется ли об этом запись в журнале ремонта. Обращается внимание на состояние щеток на кольцах ротора и на коллекторе возбuditеля, проверяется, не выступает ли слюда и не затянута ли медью промежутки между коллекторными пластинами, нет ли подгара и рисок-задиоров на пластинах, не загрязнена ли изоляция щеточных аппаратов. Сработавшиеся щетки подлежат замене. Пыль и грязь на изоляции щеточных аппаратов удаляются путем протирки. О дефектах, которые сменный персонал своими силами устранить не может, сообщается руководству электроцеха.

При осмотре помещения выводов и ячейки генератора проверяется отсутствие закороток на ошиновке, следов нагрева контактных соединений по термоуказателям или по цветам побежалости. Проверяется, не попадает ли масло на оборудование выводов. Включается вентиляция помещения выводов. Производится опробование автомата гашения поля (АГП) и выключателей включением и отключением.

Проверяется готовность к пуску газомасляной системы генератора и системы водяного охлаждения обмоток. Особенно важно убедиться в том, что все вентили на маслопроводах подачи масла на уплотнения от системы регулирования через инжектор открыты, так как наиболее надежно производить пуск при поступлении масла на уплотнения от инжектора. Совместно с машинистом турбины проверяется работа АВР маслонасосов турбины и водородного охлаждения, конденсатных, циркуляционных и других насосов. Перед проверкой АВР измеряется сопротивление изоляции всех двигателей, принадлежащих турбоагрегату, если они были в ремонте или длительно находились в резерве. Готовится к включению в работу система возбуждения согласно инструкции.

Измеряется сопротивление изоляции обмотки статора мегаомметром 2500 В и цепи ротора мегаомметром 500 - 1000 В. Результаты измерения сравниваются с данными предыдущих измерений. При уменьшении сопротивления изоляции обмотки статора в 3—5 раз, в цепи ротора ниже нормированного значения следует, разделяя цепи, определить участок с пониженной изоляцией и принять меры к восстановлению ее.

Сопротивления изоляции всей цепи возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с газовым охлаждением обмотки ротора и с воздушным охлаждением элементов системы возбуждения должно быть не менее 0,5 МОм, при водяном охлаждении полупроводниковых преобразователей - не менее 100 кОм. Сопротивление изоляции цепи возбуждения с водяным охлаждением обмотки ротора должно быть не менее 10 кОм. Однако при удалении дистиллята из обмотки с продувкой сжатым воздухом сопротивление изоляции обмотки должно быть не менее 0,5 МОм.

Во время пуска при повышении частоты вращения генератора необходимо следить за тем, поддерживает ли регулятор необходимый перепад между давлениями масла на уплотнения и водорода в генераторе, не понизилось ли давление масла перед регулятором до недопустимо низкого значения. Необходимо также следить за температурой вкладышей уплотнений по термометрам сопротивлений, а если их нет, то по температуре

масла, сливаемого из уплотнения, и по нагреву корпусов уплотнений. Если при этом будет обнаружена ненормальность, следует снизить частоту вращения генератора для выяснения и устранения причины ненормальности.

При осмотре генератора, находящегося в работе, проверяют:

- нет ли искрения на кольцах ротора и коллекторе возбудителя, не загрязнены ли щеточные аппараты, не попадают ли на кольца и коллектор пары масла, нет ли на коллекторе рисок, появляющихся при наличии на поверхности щеток металлических или абразивных включений или при срабатывании щеток до такой степени, что их медная армировка начинает задевать за коллекторные пластины;
- не усилилась ли вибрация подшипников, не изменился ли шум генератора;
- какова температура подшипников и вкладышей уплотнений, холодного и горячего газа и другие параметры охлаждения.

При обнаружении ненормальностей в работе следует выяснить причины и по возможности принять меры к их устранению.

Осмотр генератора должен производиться начальником смены электроцеха не реже 1 раза в смену и мастером по генераторам не реже 1 раза в сутки. Кроме того, контактные кольца ротора и коллектор возбудителя должны осматриваться дежурным электромонтером в установленные сроки. Машинист турбины должен следить за нагревом уплотнений и подшипников генератора и возбудителя. Он обязан контролировать и регулировать температуру охлаждающей среды в генераторе, периодически прослушивать генератор, наблюдать за чистотой выступающей части изоляции под стулом подшипников генератора и возбудителя и не допускать закорачивания ее металлическими предметами.

Газоохладители и теплообменники наиболее эффективно работают, если трубки полностью заполнены водой. Поэтому температура охлаждающего газа или конденсата регулируется изменением количества охлаждающей воды, открытием или прикрытием не напорной, а общей сливной задвижки. Сливные задвижки после каждого охладителя прикрываются лишь настолько, чтобы обеспечить равномерный расход воды через все газоохладители и полное заполнение их водой при номинальной нагрузке генератора. Общая напорная задвижка и напорные задвижки перед каждым газоохладителем должны быть открыты полностью. Только при наличии слива воды из всех дренажных кранов, присоединенных к верхним точкам сливных камер газоохладителей, можно быть уверенным, что воздух в газоохладителях отсутствует.

Резкое увеличение расхода охлаждающей воды через нагретые газоохладители может привести к нарушению плотности вальцовки трубок в трубной доске. Поэтому таких случаев следует избегать. При пуске генератора охлаждающая вода в газоохладители должна быть подана до того, как они сильно нагреются,

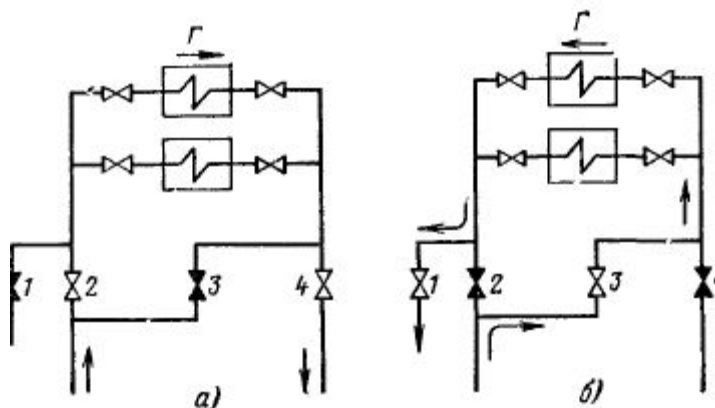


Рисунок 1 – Схема промывки газоохладителей обратным ходом воды:

а - нормальный режим охлаждения; б - режим промывки; Г - газоохладители; 1-4 - задвижки

Если входные отверстия трубок газоохладителей забиваются мелкой щепой, листьями и другим мусором, их охлаждающая способность резко снижается. Для восстановления их нормальной работы приходится поочередно отключать каждый газоохладитель, вскрывать на нем торцевые крышки и удалять мусор, забивший трубки, вручную. Эта операция на генераторах с водородным охлаждением не только трудоемка, но и небезопасна, так как проводится, как правило, без вытеснения водорода. При наличии схемы промывки газоохладителей обратным ходом воды (рис. 1) необходимость в частой ручной чистке газоохладителей отпадает. Для промывки газоохладителей закрываются задвижки на сливе 4 и входе 2 и открываются задвижки 1 и 3. Вода вместе со смытым мусором и грязью сбрасывается в дренажные каналы. Промывку заканчивают после того, как вода из газоохладителей пойдет чистой. Обычно промывка продолжается 5 -10 мин и, как правило, проводится на неработающем генераторе. При необходимости промывку можно производить и на работающем, но по возможности разгруженном генераторе.

Наблюдение за работой генератора ведется как по измерительным приборам, так и визуально. Показания электрических приборов генератора, температуры стали и обмотки статора, охлаждающей среды и вкладышей подшипников должны записываться не реже 2 раз в смену. В те же сроки у турбогенераторов с водородными и водородно-водяным охлаждением должны записываться: чистота и давление водорода, давление масла на уплотнения, температура газа или конденсата на входе в обмотку и выходе из нее, расход конденсата через обмотку, температура воды (конденсата) на входе в газоохладители (теплообменники) и выходе из них, давление воды в напорном коллекторе газоохладителей (теплообменников).

2. Проверка совпадения фаз, синхронизация и набор нагрузки

После окончания монтажа или работ в первичной цепи генератора, которые могли нарушить чередование фаз, необходимо проверить, совпадают ли фазы генератора и сети.

Для проверки совпадения фаз к трансформатору напряжения резервной системы шин присоединяется фазоуказатель. Какой зажим фазоуказателя к какой фазе трансформатора напряжения будет подключен, существенного значения не имеет. Важно лишь сохранить порядок подключения неизменным до конца проверки. Затем на резервную систему шин подается поочередно напряжение от рабочей системы шин и от генератора. Если в обоих случаях диск фазоуказателя будет вращаться в одном и том же направлении, то порядок следования фаз генератора и системы одинаков. Если же направление вращения диска изменяется, то включать генератор в сеть, не поменяв местами две фазы на ошиновке, соединяющей генератор с сетью, недопустимо.

При отсутствии резервной системы шин или блочном соединении генератора с трансформатором фазоуказатель присоединяется к трансформатору напряжения генератора. От выводов статора отсоединяются компенсаторы и на шинный мост, и трансформатор напряжения генератора по-» дается напряжение от системы включением выключателя силового трансформатора. Фиксируется направление вращения диска фазоуказателя. Затем, после присоединения компенсаторов к выводам статора и пуска генератора, напряжение на шинный мост подается от генератора. При совпадении фаз направление вращения диска фазоуказателя должно сохраниться. Если между генератором и его трансформатором имеются разъединители, то отсоединять компенсаторы от выводов статора не требуется. В этом случае перед подачей напряжения на шинный мост от сети достаточно отключить разъединители.

По окончании монтажа или работ в цепях синхронизации и связанных с ними трансформаторах напряжения должны быть проверены исправность и правильность схемы синхронизации. Для этого нужно после достижения генератором частоты вращения, близкой к номинальной, возбудить генератор (т. е. включить его автомат гашения поля АГП, подать в ротор ток возбуждения и поднять напряжение на выводах статора до номинального). Ток возбуждения регулируют с помощью регулировочного реостата, движок которого вручную перемещается в положение «холостого хода», или с помощью установочного автотрансформатора УАТ, воздействующего на автоматический регулятор возбуждения АРВ генератора. Далее, установив ключ синхронизации на пульте управления генератором в положение «Включено», следует подать на колонку синхронизации заведомо несинхронные напряжения (от генератора и сети).

Проверить вращение стрелки синхроскопа и подождать, пока она сделает один или несколько полных оборотов. Это укажет на исправность синхроскопа и наличие на нем напряжения как от генератора, так и от сети. Одновременно нужно убедиться в работе вольтметров и частотомеров на колонке синхронизации. Пока стрелка синхроскопа не совершит полного оборота, нельзя считать синхроскоп и его цепи исправными. Колебания стрелки в одну и другую сторону от красной черты могут быть вызваны не только неудовлетворительной работой регулирования турбины, но и обрывом в одной из фаз напряжения, подводимого к синхроскопу или неисправностью самого синхроскопа; возбужденный до номинального напряжения генератор включается на резервную систему шин, находящуюся без напряжения. Включается колонка синхронизации. Поскольку на синхроскоп при этом будет подано заведомо синхронное напряжение, стрелка синхроскопа должна остановиться в вертикальном положении, на красной черте, если же она остановится в другом положении, то, значит, синхронизирующее устройство работает неправильно и до устранения дефекта включать в работу генератор недопустимо.

При отсутствии резервной системы шин или при блочном соединении генератора с трансформатором правильность работы схемы синхронизации проверяется подачей напряжения на шинный мост генератора от сети при отсоединенных от выводов генератора компенсаторах.

Включение генератора в сеть может быть выполнено по способу точной синхронизации или самосинхронизации.

Для включения генератора по способу точной синхронизации без броска тока в статоре и без резкого изменения вращающего момента ротора должны быть соблюдены три условия: равенство значений напряжения генератора и сети; совпадение этих напряжений по фазе; равенство частот генератора и сети.

Включение генератора в сеть при значительном неравенстве напряжений по значению и при большом угле расхождения по фазе вызовет появление в генераторе уравнительного тока и связанных с ним последствий. Особенно опасно включение генератора при несовпадении напряжений по фазе. В наиболее тяжелом случае, когда напряжения генератора и сети сдвинуты по фазе на 180° , а мощность системы во много раз превышает мощность генератора, уравнительный ток в момент включения в 2 раза превысит ток трехфазного КЗ на выводах генератора. От такого тока могут разрушиться лобовые части обмотки статора или обмотки трансформатора. При значительной разности частот трудно безошибочно выбрать момент для включения генератора.

Однако точное соблюдение трех вышеуказанных условий, особенно двух последних, замедлило бы процесс синхронизации. Поэтому практически допускается возможность появления незначительных, неопасных толчков при включении генератора и синхронизация с соблюдением следующих, несколько отличающихся от указанных выше идеальных условий:

- напряжение генератора должно быть выше напряжения сети, но не более чем на 5 %, с тем чтобы он после включения принял на себя реактивную нагрузку;
- импульс на включение выключателя должен подаваться до подхода стрелки синхроскопа к красной черте на угол, соответствующий времени включения выключателя, с расхождением не более $8-12^\circ$;
- частота вращения генератора должна быть близкой к
- частоте сети, чтобы стрелка синхроскопа вращалась с частотой не более 2—3 об/мин.

Точная синхронизация проводится при помощи автоматического синхронизатора, а там где его нет - вручную. Схема ручной синхронизации дополняется блокировкой от несинхронного включения, разрешающей включение генератора только при допустимых разности частот вращения и угле расхождения между фазами напряжений генератора и сети. Ручная синхронизация при отключенной блокировке от несинхронного включения запрещается.

По способу самосинхронизации генератор включается в сеть без возбуждения при частоте вращения, близкой к синхронной (скольжение $\pm 2\%$), после чего включается АГП, генератор возбуждается и в течение 1 - 2 с втягивается в синхронизм. Регулировочный реостат перед включением генератора должен быть установлен в положение ХХ. Во избежание пробоя изоляции обмотки ротора из-за появления перенапряжений она должна быть замкнута до включения АГП на резистор самосинхронизации.

Если при неудачной точной синхронизации механические усилия на вал ротора, обусловленные так называемым синхронным моментом, могут в несколько раз превысить усилия от номинального момента, то при самосинхронизации синхронный момент отсутствует, так как генератор включается невозбужденным. Кроме того, достоинство способа самосинхронизации состоит в простоте, позволяющей полностью автоматизировать включение генератора в сеть, в скорости включения.

Включение турбогенераторов, имеющих косвенное охлаждение обмоток и работающих на шины генераторного напряжения, а также генераторов с непосредственным охлаждением обмоток в нормальных условиях должно осуществляться, как правило, способом точной синхронизации. Для турбогенераторов, работающих на шины генераторного напряжения, это связано с нежелательностью значительного понижения напряжения у потребителей в момент включения генератора из-за броска тока, превышающего 3,5 номинального значения.

Для турбогенераторов с непосредственным охлаждением, несмотря на то что симметричная составляющая тока в начальный момент их самосинхронизации обычно не превышает трехкратного номинального значения, ограничения по применению способа самосинхронизации вызваны меньшей стойкостью этих генераторов и блочных трансформаторов большой мощности к динамическим воздействиям по сравнению со стойкостью турбогенераторов с косвенным охлаждением и трансформаторов меньшей мощности.

В аварийных условиях, когда напряжение и частота в сети могут сильно колебаться, операция по включению генератора способом точной синхронизации может затянуться на продолжительное время или сопровождаться включением с большим углом расхождения векторов напряжения генератора и сети. В этих условиях турбогенераторы мощностью до 200 МВт включительно и гидрогенераторы мощностью до 500 МВт включительно разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Генераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность симметричной составляющей тока самосинхронизации к номинальному току не превышает 3,0.

Скорость подъема активной нагрузки после включения турбогенератора в сеть определяется допустимой скоростью набора нагрузки на турбину и котлоагрегат. Нарушение этого требования недопустимо. Например, чрезмерно быстрый набор нагрузки может привести к большему удлинению ротора турбины по сравнению с удлинением корпуса турбины и отключению ее защитой от осевого сдвига, а в худшем случае и к задеванию лопаток ротора за диафрагмы. Поэтому скорость подъема нагрузки должна быть указана в местных инструкциях для каждого типа турбогенератора.

Скорость набора реактивной нагрузки генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток не ограничивается. У турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток скорость набора реактивной нагрузки в нормальных условиях не должна превышать скорости набора активной нагрузки, а в аварийных условиях не ограничивается. Ограничение скорости набора реактивной нагрузки (скорости повышения токов статора и ротора) в турбогенераторах с непосредственным охлаждением вызвано тем, что обмотки в них достигают установившейся температуры в 10—15 раз быстрее, чем сердечник. Без ограничения скорости повышения тока разность температур в стали и меди обмотки ротора может стать весьма большой, что при значительной длине активных частей турбогенераторов приведет к значительной разнице в тепловом расширении обмоток и стальных частей и как следствие к перемещению обмоток относительно сердечников, к появлению механических напряжений в меди обмотки ротора, превышающих предел ее текучести. Перемещения обмоток или чрезмерные усилия в меди при частых повторениях могут вызвать повреждение изоляции или деформацию меди.

3. Нормальные режимы работы генераторов

Нормальными режимами генератора являются такие, при которых он работает с номинальными параметрами, указанными на заводской таблице и в паспорте, или с отклонениями, допустимыми по ГОСТ или ТУ. Работа генератора точно с номинальными параметрами называется, кроме того, номинальным режимом. К основным параметрам генератора относятся: полная мощность, напряжение и ток статора, ток ротора, коэффициент мощности, частота, температура и давление охлаждающей среды.

Длительно допустимые значения тока статора и ротора генератора в зависимости от конкретных значений давления газа и температуры охлаждающей среды, а также от значения рабочего напряжения на выводах статора обычно указываются в так называемой режимной карте генератора, которой пользуются при его эксплуатации.

При составлении режимных карт руководствуются следующими соображениями. Длительно допустимые токи статора и ротора должны быть снижены, если температура охлаждающей среды или давление газа отличаются от номинального в сторону ухудшения охлаждения. Если температура охлаждающего газа ниже номинальной, то мощность генератора разрешается повысить.

Допустимые при пониженной температуре холодного газа токи ротора и статора, если они не указаны заводом-изготовителем, устанавливаются на основании испытания на нагрев. При этом не должны быть превышены наибольшие допустимые в эксплуатации температуры, определенные при номинальном режиме. Не допускается увеличивать мощность при снижении температуры входящей в обмотку воды для генераторов с водяным охлаждением обмотки статора.

Если температура охлаждающего газа выше номинальной, то допустимые токи статора и ротора уменьшаются до значений, при которых температуры обмоток не будут превышать наибольших допустимых в эксплуатации. При температуре входящего газа выше 55° С работа генераторов не допускается.

Для генераторов с водяным охлаждением обмотки статора снижение нагрузки в случае повышения температуры входящей в обмотку воды выше номинальной должно быть таким, чтобы температура выходящей из обмотки воды не превысила 85 °С.

Отклонение от номинального давления водорода в генераторе не должно быть больше $\pm 0,02$ МПа для генераторов с давлением 0,1 МПа и выше; $\pm 0,01$ МПа для генераторов с давлением водорода 0,05 МПа и выше и $\pm 0,001$ МПа для генераторов с давлением водорода 0,005 МПа. Снижение водорода сверх нормы для генераторов с давлением 0,005 МПа опасно в основном из-за возможности попадания воздуха в машину при сбросе нагрузки или при появлении утечки, а для генераторов с высоким давлением - из-за перегрева обмоток. Допустимая нагрузка при снижении давления водорода для этих генераторов устанавливается заводом-изготовителем или определяется испытанием на нагрев. При повышении давления сверх нормы снижается надежность системы водородного охлаждения. Например, из-за выпучивания при этом торцевых щитов может нарушиться работа уплотнений и появиться опасная утечка водорода, угрожающая пожаром или взрывом.

Для предотвращения конденсации влаги на стенках газоохладителей температура точки росы водорода в корпусе генератора при рабочем давлении должна быть ниже, чем температура воды на входе в газоохладители, но не выше 15 °С. Последнее требование фактически определяет влагосодержание газа не более 12,8 г/м³. Повышение влажности водорода в генераторе при отсутствии течи воды в газоохладителях и применении для подпитки хорошо осушенного водорода может произойти только за счет попадания влаги вместе с воздухом из масла, сливающегося из уплотнений в сторону водорода.

Повышение влажности водорода снижает надежность и срок службы изоляции, вредно сказывается на механической прочности бандажей ротора, ограничивает снижение температуры холодного водорода в зимнее время из-за возможности конденсации влаги на стенках газоохладителей. Наконец, повышение влагосодержания в газе на 1 г/м³, увеличивая плотность газовой смеси, повышает вентиляционные потери в генераторе на 0,8—1 %. В настоящее время для снижения влагосодержания газа начали применять холодильные установки.

Генераторы с поверхностным водородным охлаждением могут работать на воздушном охлаждении при сниженной нагрузке. Для генераторов с непосредственным охлаждением работа с нагрузкой на воздушном охлаждении недопустима, так как это привело бы к перегреву и повреждению обмотки. Генераторы серии ТВФ должны быть переведены на водород до включения в сеть, а генераторы серий ТВВ и ТГВ при воздушном охлаждении могут работать на XX только без возбуждения и то кратковременно.

Снижение чистоты водорода на 1 % приводит к увеличению вентиляционных потерь на 10—11 %. Например, в генераторе ТВФ-100-2 с давлением водорода 0,3 МПа при снижении чистоты водорода только на 1 % дополнительные потери составят за год не менее 200 МВт·ч. В более мощных генераторах дополнительные вентиляционные потери при снижении чистоты водорода еще больше. Кроме того, снижение чистоты водорода приводит к ухудшению охлаждения или образованию взрывоопасной смеси. При снижении чистоты водорода ниже нормы генератор должен быть продут путем выпуска из него водорода с пониженной чистотой и добавлением такого же количества чистого водорода из ресиверов или баллонов.

Содержание кислорода в корпусе генератора не должно превышать 1,2 %, а в бачке продувки -2 %. Несоблюдение этого требования резко увеличит опасность образования в генераторе взрывоопасной смеси. Поэтому, если содержание кислорода достигает значений, близких к предельно допустимым, производится продувка генератора чистым водородом, как и при снижении чистоты водорода.

Все генераторы допускают работу с номинальной мощностью при изменении напряжения в пределах $\pm 5\%$ номинального и при допустимых в эксплуатации изменениях частоты.

Длительно допустимое отклонение напряжения не должно превышать $\pm 10\%$ номинального. При отклонении напряжения свыше $\pm 5\%$ номинального полная мощность генератора уменьшается согласно указанию завода-изготовителя или на основании испытания.

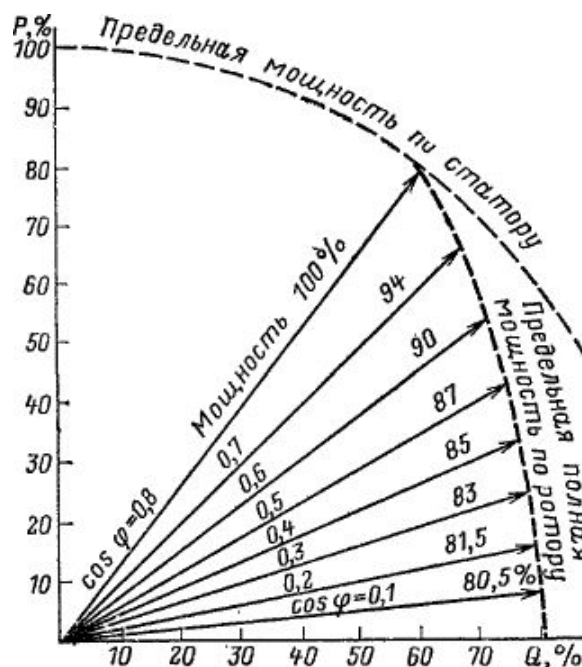


Рисунок 2 – Диаграмма мощности

Повышение напряжения свыше 105% номинального связано с повышением тока возбуждения и магнитной индукции генератора, что вызывает повышенный нагрев стали статора, возрастание дополнительных потерь в роторе и конструктивных элементах статора. Чтобы не превысить нагрева обмотки ротора и стали статора сверх допустимого в эксплуатации, нагрузка генератора при повышении напряжения сверх 105% должна понижаться. Уменьшение же мощности генератора при снижении напряжения ниже 95% номинального вызывается тем, что повышать ток свыше 105% номинального недопустимо. Повышение напряжения свыше 105% недопустимо из-за резкого усиления местных перегревов активной стали сердечника статора в результате роста при этом магнитного потока рассеивания.

Рассмотрим работу генератора с различными коэффициентами мощности, пользуясь диаграммой мощности (рис. 4.2). Полная мощность генератора ограничивается:

- в зоне перевозбуждения при коэффициенте мощности менее номинального - нагревом обмотки ротора, так как для увеличения реактивной нагрузки необходимо увеличивать ток ротора. При номинальном токе ротора из-за размагничивающего действия реакции реактивного тока статора наибольшее значение тока статора составит всего лишь около 80% номинального;
- в зоне от номинального значения коэффициента мощности до значения, равного единице, - нагревом обмотки статора или допустимой мощностью турбины;
- в зоне недовозбуждения (коэффициент мощности менее единицы) — мощностью турбины, током статора, нагревом торцевых элементов сердечника статора.

В режиме недовозбуждения из-за подмагничивающего характера реакции тока статора заметно возрастает аксиальная составляющая магнитного поля рассеивания в зубцовой зоне торцевых пакетов сердечника (в основном в трех крайних пакетах), в результате чего резко увеличиваются вихревые токи в листах активной стали, в нажимных плитах и пальцах, вызывающие сильный нагрев этих элементов. Для обмотки статора особенно опасен нагрев активной стали в зоне под пазами и в зубцах, с которыми обмотка непосредственно соприкасается.

Уровень нагрева концевых элементов сердечника статора особенно значителен в генераторах с непосредственным охлаждением, имеющих повышенные электромагнитные нагрузки. Несмотря на меры, принимаемые по снижению нагрева (выполнение разрезов в зубцах крайних пакетов, усиление охлаждения этих пакетов и т.д.), торцевые элементы статора этих машин нагреваются до высоких температур не только в режимах недовозбуждения, но и при работе их с отстающим током при коэффициенте мощности, близком к единице. Поэтому допустимая длительная нагрузка в режиме недовозбуждения, а также при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы для генераторов с непосредственным охлаждением должна определяться на основании специальных испытаний или директивных материалов с учетом обеспечения устойчивости параллельной работы в сети.

Для генераторов с косвенным охлаждением разрешается длительная работа при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы с сохранением номинального значения полной мощности.

При регулярной работе генератора в режимах недовозбуждения должно быть обеспечено автоматическое ограничение минимального тока возбуждения для исключения потери устойчивости в случаях внезапного повышения напряжения в сети.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ:

1. В каких случаях и как производится проверка совпадения фаз и исправность схемы синхронизации?
2. Порядок включения генераторов в сеть по способу точной синхронизации и самосинхронизации.
3. В каких случаях и для каких машин допустимо применять способ самосинхронизации?
4. Как зависят длительно допустимые токи статора и ротора от температуры охлаждающей среды?
5. Почему необходимо поддерживать номинальные параметры водорода по давлению, чистоте, влажности (температуре точки росы), содержанию кислорода?
6. Почему должна быть снижена полная мощность генератора при повышении или понижении напряжения сверх 5 % номинального?

Использованная литература

9. Зарандия, Ж.А. Основные вопросы технической эксплуатации электрооборудования : учебное пособие / Ж.А. Зарандия, Е.А. Иванов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный технический университет». - Тамбов : Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2015. - 129 с. : ил., табл., схем. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-8265-1386-6 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=445120>.

10. Привалов Е.Е. Эксплуатация воздушных линий электропередач : учебное пособие / Е.Е. Привалов. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. - 130 с. : ил., схем., табл. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-4475-3884-2; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=434748>

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №6

Эксплуатация оборудования распределительных устройств

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Распределительные устройства

Осмотры распределительных устройств (РУ) проводятся со следующей периодичностью:

на объектах с постоянным дежурством персонала – не реже 1 раза в сутки и не реже 1 раза в месяц в темное время суток для выявления разрядов и коронирования;

на объектах без постоянного дежурства персонала – не реже 1 раза в месяц.

Дополнительные осмотры проводятся при неблагоприятной погоде (туман, сильный мокрый снег, гололед). Объекты в зонах интенсивного загрязнения также должны осматриваться дополнительно.

При осмотрах РУ проверяют:

уровень масла, его температуру и отсутствие течи в маслонаполненном оборудовании;

состояние контактных соединений ошиновки;

состояние изоляции (загрязненность, наличие трещин, сколов, следов выпадения росы);

соответствие указателей положения коммутационных аппаратов их действительному положению;

состояние открыто проложенных проводников заземляющего устройства;

действие устройств подогрева оборудования в холодное время года.

наличие средств пожаротушения, переносных заземлений и других защитных средств, медицинской аптечки первой помощи.

При осмотрах закрытых РУ дополнительно проверяют:

состояние помещения, отопления, вентиляции, освещения, состояние кровли или междуэтажных перекрытий, наличие и исправность дверей и замков.

В элегазовых РУ дополнительно проверяют влажность и давление элегаза в оборудовании, концентрацию элегаза в помещении закрытых РУ.

Замеченные при осмотрах дефекты и неисправности должны быть устранены при ближайшем ремонте, дефекты аварийного характера должны устраняться в кратчайшие сроки.

Загрязнение поверхности изоляторов оборудования РУ наибольшую опасность представляет при морозящем дожде, тумане или выпадении росы, когда загрязняющий слой становится проводящим. Это может привести к возникновению разрядов на поверхности изоляторов и их перекрытию. Поэтому важно своевременно очищать изоляцию РУ от загрязнений и обрабатывать изоляторы гидрофобными пастами, обладающими водоотталкивающими свойствами.

Все трущиеся части механизмов коммутационных аппаратов и их приводов должны периодически смазываться. Используются смазки, эффективно работающие при низких температурах.

Устройства электроподогрева приводов коммутационных аппаратов, шкафов управления, релейной защиты и автоматики должны работать, как правило, в автоматическом режиме включения и отключения.

При эксплуатации РУ выполняют следующие общие для всего оборудования профилактические измерения и испытания:

1. Измерение сопротивления основной изоляции оборудования (изоляции первичных цепей) мегаомметром на 2500 В; это сопротивление должно быть не меньше значений, приведенных в табл. 1.

Таблица 1

Сопротивление изоляции, Мом, при номинальном напряжении, кВ		
До 10	20 - 150	220
300	1000	3000

2. Измерение сопротивления изоляции вторичных цепей мегаомметром на 1000 В; это сопротивление должно быть не меньше 1 МОм;

3. Испытание основной изоляции оборудования повышенным напряжением в течение 1 мин. Величины испытательных напряжений приведены в табл. 2.

Таблица 2

U _{ном} РУ, кВ	До 1	3	6	10	20	35
U _{исп} для фарфоровой изоляции, кВ	1	24	32	42	65	95
U _{исп} для органической изоляции, кВ	1	21,6	28,8	37,7	58,5	85,5

4. Испытание изоляции вторичных цепей проводится напряжением 1 кВ в течение 1 мин.

5. Тепловизионный контроль оборудования РУ.

Ремонт оборудования РУ осуществляется по мере необходимости с учетом результатов осмотров и профилактических испытаний.

2. Шины распределительных устройств

При осмотре шин распределительных устройств визуально оценивается состояние изоляторов – отсутствие трещин, сколов, степень загрязнения. Непосредственно у шин главное внимание уделяется контактным соединениям, которые выполняются разборными (болтовыми) и неразборными (сварными).

В процессе эксплуатации болтового контактного соединения его переходное сопротивление возрастает вследствие окисления поверхностей соприкосновения и ослабления контактного давления под воздействием окружающей среды, механических нагрузок, токов нагрузки и коротких замыканий. При возрастании переходного сопротивления температура контактного соединения увеличивается, окислительные процессы ускоряются, вызывая еще большее увеличение переходного сопротивления. В конечном итоге происходит выгорание контактного соединения.

Состояние контактного соединения может определяться визуально. Потемнение поверхности, искрение, испарение влаги при дожде и снеге указывают на повышенную температуру контактного соединения.

Более точно состояние контактного соединения определяют путем измерения переходного сопротивления $R_{\text{кc}}$, или температуры контактного соединения $\Theta_{\text{кc}}$. Результаты измерений сравнивают с сопротивлением $R_{\text{ш}}$ целого участка шины, равного длине контактного соединения. Для болтовых контактных соединений шин должно выполняться условие

$$R_{\text{кc}} \leq 1,2 R_{\text{ш}} \quad (1)$$

Температура $\Theta_{\text{кc}}$ не должна превышать 90 °С.

Переходное сопротивление измеряют с помощью микроомметров или двойных мостов. Для температурного контроля контактных соединений применяют термопленки, пирометры, тепловизоры и другие средства измерения. В частности, термопленки, наклеивают на контактные соединения и по цвету пленки определяют его температуру. При температуре до 50°C пленка имеет красный цвет, при 60°C – вишневый, при 80°C – темно-вишневый, при 100°C – черный, выше 110°C – светло-желтый. При температурах $100\dots110^{\circ}\text{C}$ пленка разрушается и ее цвет при охлаждении контакта не восстанавливается. Принципы измерения температуры пирометрами и тепловизорами изложены ниже. При неудовлетворительном состоянии разборного контактного соединения ($R_{\text{кс}} > 1,2 R_{\text{ш}}$; $\Theta_{\text{кс}} > 90^{\circ}\text{C}$) его подвергают ревизии: разбирают, зачищают, сдирая окисную пленку, смазывают нейтральными смазками и вновь собирают. Зачистка контактных поверхностей выполняется напильником, но не наждачной бумагой. Последняя оставляет на контакте частицы абразива, ухудшающие состояние контакта.

Неразборные (сварные) контактные соединения являются более надежными в работе. В сварных контактных соединениях шин не должно быть трещин, прожогов, непроваров шва более 10% его длины. При правильно выполненной сварке эти контактные соединения практически не нуждаются в дальнейшем обслуживании.

3. Коммутационные аппараты

Осмотры коммутационных аппаратов проводятся при осмотрах РУ; внеочередные осмотры *выключателей* - после отключения тока короткого замыкания. При осмотрах обращают внимание на нагрев и состояние наружных контактных соединений, крепление выключателя и привода, состояние и степень загрязнения изоляции, исправность цепи заземления.

У масляных выключателей контролируются уровень масла, отсутствие его утечек, температура и степень загрязненности масла.

В многообъемных (баковых) масляных выключателях бак заливается маслом не полностью, под крышкой остается воздушная подушка, предназначенная для демпфирования резкого повышения давления газов, выделяющихся в процессе гашения дуги.

При высоком уровне масла демпфирующий эффект уменьшается и бак выключателя может быть разорван высоким давлением газов. При низком уровне масла выходящие в воздушную подушку газы (главным образом, водород) не успевают охладиться в тонком слое масла и способны вызвать взрыв смеси водорода с воздухом (гремучей смеси).

С понижением температуры вязкость масла увеличивается, заметно влияя на временные характеристики выключателя. Поэтому при понижении температуры окружающей среды ниже -25°C должны автоматически включаться устройства электроподогрева масляных выключателей.

Загрязнение и увлажнение масла при эксплуатации вызывает снижение его электрической прочности. У многообъемных выключателей напряжением 110 кВ и выше испытания масла на электрическую прочность проводятся при выполнении выключателями предельно допустимого числа коммутаций токов короткого замыкания или нагрузки; у многообъемных выключателей напряжением до 35 кВ и малообъемных выключателей всех напряжений масло подлежит замене после выполнения выключателями предельно допустимого числа коммутаций. Предельно допустимое число коммутаций указывается предприятиями-изготовителями в инструкциях по эксплуатации.

У воздушных выключателей контролируются утечки и давление сжатого воздуха; у элегазовых выключателей – утечки, давление и влажность элегаза. Следует отметить, что масляные и воздушные выключатели имеют низкую надежность, небольшой коммутационный ресурс, пожароопасность (у масляных выключателей), высокую трудоемкость ремонта и обслуживания. Поэтому в настоящее время при строительстве новых и реконструкции существующих объектов устанавливаются элегазовые и вакуумные выключатели, обладающие более высокими техническими характеристиками.

Профилактические измерения и испытания силовых выключателей различного конструктивного исполнения регламентируются [1,14]. В частности, в программу испытаний выключателей любой конструкции входят:

1. Измерение сопротивления постоянному току контактной системы выключателя с проверкой соответствия величины этого сопротивления данным предприятия-изготовителя;

2. Проверка срабатывания привода при пониженном напряжении; минимальное напряжение срабатывания электромагнитов управления должно быть не менее $0,65U_{\text{ном}}$ ($0,7U_{\text{ном}}$) при переменном (постоянном) токе;

3. Измерение скоростных характеристик выключателя (времени включения и отключения) с проверкой соответствия этих характеристик данным предприятия-изготовителя;

4. Опробование в циклах О-В и О-В-О выключателей, предназначенных для работы в цикле АПВ.

Основное внимание при осмотрах *разъединителей* обращают на состояние контактов и изоляции. Ослабление контактного давления, окисление и загрязнение контактов приводит к увеличению переходного сопротивления и, как следствие, к повышенному нагреву контактов, и даже их выгоранию. При наличии на контактах следов оплавления и других небольших дефектов контакты зачищают и смазывают тонким слоем технического вазелина. При значительных повреждениях контактов их заменяют новыми.

При включении *разъединителей* не должно быть удара одного контакта о другой – оси контактов должны совпадать. Полюса *разъединителя* должны замыкаться и размыкаться одновременно. Проверка выполняется медленным включением *разъединителя* до момента соприкосновения контактов одного из полюсов. После этого замеряются зазоры между контактами других полюсов, которые не должны превышать 3 мм. Наличие отмеченных недостатков устраняется специальными регулировками при обслуживании *разъединителей*.

Изоляция *разъединителей*, особенно наружной установки, работает в тяжелых условиях. Помимо рабочего напряжения и перенапряжений на нее действуют механические нагрузки, обусловленные работой аппарата, тяжением ошиновки, гололедом. Загрязнение поверхности изоляторов *разъединителей* увеличивает вероятность ее перекрытия особенно в сырую погоду. При обнаружении трещин и сколов на изоляторах, значительном разрушении армирующих поясов аппарат следует вывести в ремонт.

4. Измерительные трансформаторы

Трансформаторы тока (ТТ). При осмотрах проверяется состояние контактных соединений, состояние изоляции, заземление вторичных обмоток, уровень и отсутствие течи масла у маслонаполненных ТТ.

При понижении уровня масла до 10% от общего объема доливается сухое масло до требуемого уровня. При большем понижении уровня масла необходима сушка изоляции ТТ.

Сушка изоляции ТТ напряжением до 10 кВ выполняется нагрузочным первичным (или вторичным) током, превышающим приблизительно на 20% номинальный ток. Схема сушки изоляции ТТ первичным нагрузочным током с использованием сварочного трансформатора T показана на рис. 10.1,а.

Сушка продолжается 15...18 ч и заканчивается при стабильности в течение 3...4 ч сопротивления изоляции.

Сушку изоляции ТТ напряжением 35...110 кВ проводят в сушильных камерах горячим воздухом при температуре не более 70°C в течение 8...10 ч.

Перед подключением ТТ после сушки или других работ по обслуживанию проверяется полярность обмоток. Во вторичную обмотку включается милливольтметр mV магнитоэлектрической системы (рис. 1,б). Первичная обмотка замыкается рубильником QS на источник постоянного тока напряжением 3...12 В. Если при включении рубильника стрелка mV отклоняется вправо (а при отключении - влево), то положительный полюс источника и положительный полюс mV подключены к одноименным выводам (к началам или концам) обмоток.

При эксплуатации ТТ особое внимание уделяют заземлению вторичных обмоток трансформатора и отсутствию обрыва вторичной цепи. Заземление вторичных обмоток необходимо для защиты обслуживающего персонала от первичного напряжения при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками.

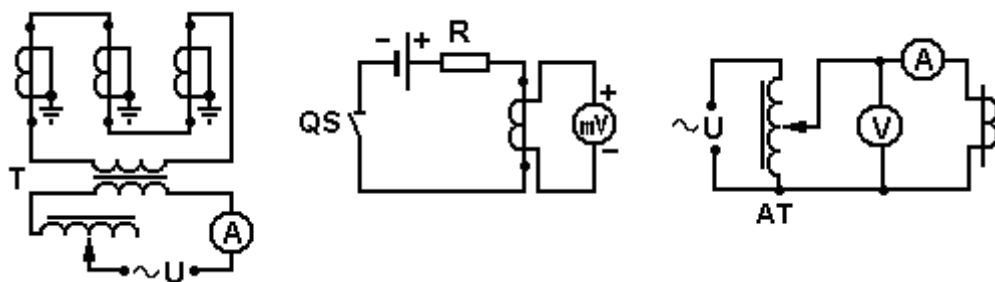


Рисунок 1 - Схемы сушки изоляции (а), определения полярности обмоток (б) и снятия характеристики намагничивания ТТ (в)

Нормальный режим работы ТТ близок к короткому замыканию вторичной обмотки. Разрыв вторичной цепи приводит к перенапряжению на вторичной обмотке и повреждению ее изоляции. Перед заменой во вторичной цепи измерительных приборов или устройств релейной защиты предварительно следует шунтировать (закоротить) вторичную обмотку ТТ.

Трансформаторы напряжения (ТН). При осмотрах проверяют уровень масла и отсутствие его течи, состояние фарфоровых изоляторов, исправность армировочных швов, заземление вторичных обмоток, которое необходимо для защиты обслуживающего персонала от первичного напряжения при пробое изоляции между первичной и вторичной обмотками ТН.

При значительном понижении уровня масла проводится сушка изоляции ТН. Схема одного из способов сушки (нагрузочными токами) показана на рис. 2.

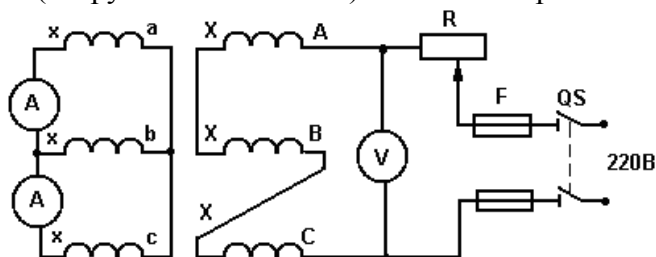


Рисунок 2 - Схема сушки изоляции ТН нагрузочными токами

Удаление влаги из изоляции осуществляется за счет тепла, выделяемого короткозамкнутой вторичной обмоткой. Вторичные токи, контролируемые амперметрами A , определяются мощностью ТН. Температура обмоток при сушке не должна превышать 85°C .

Режим работы ТН близок к режиму холостого хода. Вследствие этого повреждаемость ТН относительно мала. В эксплуатации наиболее характерными повреждениями являются витковые замыкания во вторичной обмотке. Выявление таких повреждений определяется измерением тока холостого хода. Для этого на вторичную обмотку ТН подается номинальное напряжение и измеряется ток этой обмотки при разомкнутой первичной обмотке. Результаты измерения тока холостого хода сопоставляются с паспортными данными ТН. Отличие результата измерений от паспортных данных более чем на 20% свидетельствует о наличии витковых замыканий. В этом случае ТН выводится в ремонт.

После выполнения ремонтных работ, связанных с заменой обмоток, проверяется коэффициент трансформации и группа соединения обмоток ТН.

При определении коэффициента трансформации на первичную обмотку ТН подается напряжение 380/220 В, вторичная обмотка разомкнута. Измеряются напряжения на первичной и вторичной обмотках. Коэффициент трансформации равен отношению измеренных напряжений на первичной и вторичной обмотках. Проверка группы соединения обмоток выполняется так же, как у силовых трансформаторов (см. табл. 9.5).

У ТН с дополнительной вторичной обмоткой, соединенной по схеме разомкнутого треугольника, измеряется напряжение на выводах этой обмотки в симметричных режимах работы сети с изолированной нейтралью. Измеренное напряжение не должно превышать 3% номинального. При однофазном замыкании в сети напряжение на дополнительной вторичной обмотке должно быть достаточным для срабатывания релейной защиты.

Состояние масла ТН оценивается по результатам сокращенного анализа.

5. Конденсаторные установки

Осмотр конденсаторных установок (КУ) без отключения должен проводиться не реже 1 раза в сутки в электроустановках с постоянным дежурством персонала и не реже 1 раза в месяц в установках без постоянного дежурства.

При осмотрах проверяют:

- целостность и степень загрязнения изоляции;
- состояние контактных соединений ошиновки;
- отсутствие течи пропитывающей жидкости из корпусов конденсаторов;
- состояние корпусов конденсаторов (отсутствие вздутия стенок корпусов);
- состояние открыто проложенных проводников заземления.

Регулируемые КУ должны работать, как правило, в автоматическом режиме.

Контроль режима работы КУ выполняется измерением напряжения, тока, неравномерности нагрузки фаз. При повышении напряжения на КУ свыше 110% от номинального установка должна быть отключена. Токи в фазах должны отличаться не более чем на 5%.

После отключения КУ на конденсаторах сохраняется электрический заряд. Поэтому перед любым обслуживанием отключенной КУ производится *контрольный разряд* конденсаторов специальной изолирующей штангой с металлическим стержнем, хранящейся в помещении КУ.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ:

1. Каким образом проводят осмотры распределительных устройств?
2. Что проверяют при осмотрах закрытых РУ?
3. Какие выполняют профилактические измерения и испытания при эксплуатации РУ?
4. Каким образом оценивается состояние шин РУ?
5. Осмотры коммутационных аппаратов.

Использованная литература

11. Зарандия, Ж.А. Основные вопросы технической эксплуатации электрооборудования : учебное пособие / Ж.А. Зарандия, Е.А. Иванов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный технический университет». - Тамбов : Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2015. - 129 с. : ил., табл., схем. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-8265-1386-6 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=445120>.
12. Привалов Е.Е. Эксплуатация воздушных линий электропередач : учебное пособие / Е.Е. Привалов. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. - 130 с. : ил., схем., табл. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-4475-3884-2; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=434748>

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №7

Эксплуатация воздушных линий электропередачи

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Осмотр воздушных линий

При техническом обслуживании воздушных линий (ВЛ) периодически проводятся их осмотры. Осмотр – это обход ВЛ с визуальной проверкой состояния трассы и всех элементов ВЛ. График осмотров ВЛ утверждается техническим руководителем предприятия в соответствии с требованиями [1]:

- осмотр ВЛ по всей длине - не реже 1 раза в год;
- отдельные участки ВЛ, включая участки, подлежащие ремонту, не реже 1 раза в год должны осматриваться административно-техническим персоналом;
- для ВЛ напряжением 35 кВ и выше не реже 1 раза в 10 лет должны проводиться верховые осмотры (осмотры с подъемом на опору);
- для ВЛ напряжением 35 кВ и выше, проходящих в зонах с высокой степенью загрязнения или по открытой местности, а также для ВЛ напряжением 35 кВ и выше, эксплуатируемых 20 и более лет, верховые осмотры должны проводиться не реже 1 раза в 5 лет;
- для ВЛ напряжением 0,38...20 кВ верховые осмотры должны проводиться при необходимости.

По мере необходимости осмотры ВЛ проводятся в темное время суток для выявления коронирования и опасности перекрытия изоляции и возгорания деревянных опор.

Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек и после стихийных бедствий (бурь, ураганов, пожаров) в зоне прохождения ВЛ, а также после отключения ВЛ релейной защитой и неуспешного АПВ.

Трасса ВЛ. При осмотрах ВЛ, проходящих в лесных массивах, обращают внимание на зарастание просек, их ширину и противопожарное состояние.

Правилами охраны электрических сетей для ВЛ устанавливается охранный зона в виде земельного участка и воздушного пространства, ограниченная вертикальными плоскостями, отстоящими по обе стороны линии от крайних проводов при неотклоненном их положении на расстоянии:

- для линий напряжением до 1000 В – 2 м;
- линий до 20 кВ включительно – 10 м;
- линий 35 кВ – 15 м;
- линий 110 кВ – 20 м;
- линий 220 кВ – 25 м.

В охранной зоне без письменного согласования с организацией, эксплуатирующей ВЛ, не должны проводиться какие-либо работы, складирование материалов, свалки мусора и тому подобное.

При прохождении ВЛ в населенной местности расстояния по горизонтали от крайних проводов при наибольшем их отклонении до ближайших зданий и сооружений должны быть не менее:

- 2 м - для ВЛ напряжением до 20 кВ;
- 4 м - для ВЛ напряжением 35...110 кВ;
- 6 м для ВЛ напряжением 220 кВ.

Опоры. При осмотре опор обращают внимание на их отклонения от вертикального положения, разворот и уклон траверс, прогибы (кривизну) элементов опор. В местах заглубления опор не должно быть проседания или вспучивания грунта. У железобетонных фундаментов металлических опор и железобетонных приставок деревянных опор не должно быть трещин и сколов бетона с обнажением стальной арматуры.

На опорах должны присутствовать их порядковые номера, информационные знаки с указанием ширины охранной зоны, а в населенной местности – предупредительные плакаты безопасности. Номер или условное обозначение ВЛ должны быть указаны на концевых опорах линии, первых опорах ответвлений, опорах в местах пересечений ВЛ одинакового напряжения, опорах пересечения с железными дорогами, опорах участков параллельно идущих линий при расстоянии между ними менее 200 м.

У деревянных опор не должно быть видимого загнивания деревянных частей, следов обгорания или расщепления. Внешнее загнивание опор определяется визуально, наличие внутреннего загнивания – путем простукивания древесины молотком в сухую и неморозную погоду. Звонкий звук указывает на здоровую древесину, глухой – на наличие в ней внутреннего загнивания.

Проверяется состояние бандажей (хомутов), сочленяющих деревянную стойку с железобетонной приставкой. Не должно быть ослабления бандажей, поражения их коррозией.

У металлических опор проверяются сварные швы и болтовые соединения, состояние антикоррозийного покрытия и степень поражения элементов опор коррозией в местах нарушения этого покрытия. Не допускается сквозное поражение коррозией металлических элементов опор, появление трещин в металле и сварных швах. У фундаментов металлических опор не должно быть зазора между пятой опоры и железобетонным фундаментом.

У железобетонных опор проверяется состояние антикоррозийного покрытия и степень поражения коррозией металлических траверс. Особое внимание уделяется осмотру железобетонной стойки опоры, в которой не должно быть трещин и других повреждений бетона. Трещины способствуют коррозии арматуры и, следовательно, уменьшению прочности опоры.

Провода и тросы. У проводов и тросов не должно быть обрывов и оплавлений отдельных проволок, набросов на провода посторонних предметов.

У ВЛ с изолированными проводами проверяется состояние изоляции проводов в местах их соприкосновения с деревьями и отдельными сучьями, состояние изолирующей оболочки соединительных и ответвительных зажимов.

Изоляторы и арматура. Изоляторы ВЛ не должны иметь трещин, ожогов от перекрытия и других видимых повреждений глазури. Все изоляторы в гирляндах должны быть чистыми и целыми. По интенсивности коронирования изоляторов определяется степень их загрязненности. У ВЛ со штыревыми изоляторами не должно быть срывов изоляторов со штырей или крючьев, обрыва вязки провода к изолятору, не должно быть выпадения и ослабления крючьев (штырей) или их изломов.

При оценке состояния арматуры обращают внимание на ее комплектность (наличие всех болтов, гаек, шплинтов, замков), отсутствие трещин, деформации, видимых следов коррозии. На поверхности овальных и опрессованных соединителей не должно быть следов коррозии, трещин и других механических повреждений. Гасители вибрации должны быть на установленном при монтаже месте.

У трубчатых разрядников проверяется направление зоны выхлопа, состояние поверхности разрядника, которая не должна иметь ожогов электрической дугой, трещин, расслоений и глубоких царапин.

У заземляющих устройств проверяется состояние (целостность и степень поражения коррозией) заземляющих проводников и их соединений с заземлителями.

При оценке состояния проводов, изоляторов, арматуры и других элементов ВЛ, расположенных достаточно высоко, целесообразно использовать бинокль.

Все замеченные при осмотрах дефекты и неисправности ВЛ заносятся в листок осмотра, форма которого приводится в приложении 4.

Все дефекты и неисправности в зависимости от их характера устраняются при техническом обслуживании или плановом ремонте ВЛ. Повреждения аварийного характера должны быть устранены немедленно.

2 Профилактические измерения и испытания

При техническом обслуживании ВЛ периодически проводятся профилактические проверки, измерения и испытания, периодичность которых должна соответствовать требованиям.

Опоры. Отклонение от вертикального положения металлических, железобетонных и деревянных опор должно быть не более 1:200, 1:150 и 1:100 соответственно. Отклонение от горизонтали (уклон) траверс железобетонных и деревянных опор должен быть не более 1:100 и 1:50. У деревянных опор разворот траверс относительно линии, перпендикулярной оси ВЛ, не должен превышать 5°; у железобетонных и стальных опор – 100 мм.

В зонах с высокой степенью загрязненности атмосферы измеряется поперечное сечение металлических элементов опор, уменьшившееся в результате коррозии. Для этой цели используются ультразвуковые толщиномеры, позволяющие измерять остаточное сечение элемента без предварительной его очистки от грязи и ржавчины. Допустимый коррозионный износ поперечного сечения металлических элементов опор и тросовых оттяжек не должен превышать 20% от площади первоначального сечения.

У стоек железобетонных опор измеряется ширина раскрытия трещин. Трещины шириной до 0,3 мм должны закрашиваться влагостойкой краской; 0,3...0,6 мм – затираются полимерцементным раствором. Стойки опор при ширине раскрытия трещин более 0,3 мм и их количестве более двух в одном сечении должны быть усилены железобетонным бандажом, а при длине таких трещин более 3 м необходима замена опоры.

В тросовых оттяжках железобетонных анкерно-угловых опор измеряется тяжение. Измеренные тяжения не должны отличаться от проектных значений более чем на 20%.

Один из методов измерения, не требующий специальных приборов, основан на зависимости между периодом собственных колебаний оттяжки и величиной тяжения в ней. В оттяжке рукой возбуждаются колебания, и с помощью секундомера определяется период ее собственных колебаний. Величина тяжения T рассчитывается по формуле:

$$T = \frac{4 \cdot l \cdot m}{\tau^2}, \text{ Н} \quad (1)$$

где l – длина оттяжки, м;

m – масса оттяжки, кг;

τ – период собственных одноволновых колебаний, с.

Тяжения в оттяжках можно определить по упругой деформации (прогибу) натянутого стального каната, поскольку существует прямая зависимость между тяжением T и силой P , вызывающей прогиб f каната: $P = Tf$. Выполненные по указанному принципу измерители тяжения в оттяжках (ИТО) позволяют осуществлять измерения с погрешностью, не превышающей 2%.

Степень внешнего или внутреннего загнивания деревянных опор определяется приборами, принцип действия которых основан на измерении хода и усилия, с которым игла прокалывает древесную стойку. Граница между здоровой и загнившей частями древесины определяется по резкому изменению этого усилия. Загнившую древесину игла прокалывает с усилием менее 300 Н.

В результате измерений определяется диаметр здоровой части древесины при внешнем загнивании (или эквивалентный диаметр при внутреннем загнивании). Стойка деревянной опоры бракуется и подлежит замене при диаметре здоровой части менее:

- 12 см (ВЛ до 35 кВ);
- 15 см (ВЛ 35 кВ и выше с проводами сечением до 120 мм²);
- 18 см (ВЛ 35 кВ и выше с проводами сечением более 120 мм²).

Провода и тросы. Стрелы провеса проводов и тросов должны отличаться от проектных значений не более чем на 5%. Расстояния от проводов ВЛ до поверхности земли должны быть не менее:

- 5 м - для ВЛ до 1 кВ с самонесущими изолированными проводами;
- 6 м – то же, но с голыми проводами;
- 6 м - для ВЛ выше 1 кВ с изолированными проводами;
- 7 м - для ВЛ напряжением до 110 кВ в населенной местности;
- 6 м - то же, но в ненаселенной местности;
- 5 м - то же, но в труднодоступной местности;
- 8 м - для ВЛ напряжением 220 кВ в населенной местности;
- 7 м - то же, но в ненаселенной местности;
- 6 м - то же, но в труднодоступной местности.

Расстояния от проводов ВЛ до различных объектов и сооружений в местах пересечений и сближений ВЛ с этими объектами должны быть не менее установленных.

При уменьшении площади поперечного сечения проводов вследствие обрыва, истирания или оплавления отдельных проволок более чем на 16% (алюминиевые провода)

и более чем на 33% (сталеалюминиевые провода) дефектный участок провода должен быть заменен.

У изолированных проводов определяются размеры повреждения изоляции. Места незначительного повреждения изоляции ремонтируются с помощью термоусаживаемых ремонтных лент или манжет. При значительных повреждениях изоляции дефектный участок вырезается и заменяется новым.

Изоляторы и арматура. Сопротивление одного фарфорового изолятора гирлянды, измеренное мегаомметром, должно быть не менее 300 МОм. Такие измерения могут выполняться только на отключенной линии. Без отключения линии измеряется распределение напряжения по изоляторам гирлянды. Для этого используется измерительная изолирующая штанга. Напряжения на фарфоровых изоляторах гирлянды составляют от 5 до 20 кВ на одном изоляторе. Наибольшее напряжение приложено к изолятору со стороны провода, а наименьшие напряжения – к изоляторам в середине гирлянды. Сумма напряжений на изоляторах гирлянды не должна отличаться от фазного напряжения ВЛ более чем на $\pm 10\%$ у металлических и железобетонных опор и более чем на $\pm 20\%$ у деревянных опор.

В качестве примера в табл. 1 приведено усредненное распределение напряжения по гирлянде из 7 фарфоровых изоляторов для ВЛ напряжением 110 кВ. Нумерация изоляторов начинается от траверсы опоры.

Таблица 1

Напряжение, кВ, на одном изоляторе						
1	2	3	4	5	6	7
9	6	5	7	8,5	10	18,5

Изолятор бракуется, если напряжение на нем меньше 50% указанного.

Испытания и измерения установленных на ВЛ стеклянных подвесных изоляторов, изоляторов всех типов для подвески грозозащитного троса и полимерных изоляторов не производятся; их контроль осуществляется только внешним осмотром. Стеклянные изоляторы бракуются и подлежат замене при появлении на поверхности стекла волосяных трещин.

Сцепная арматура бракуется, если ее поверхность сплошь поражена коррозией, на поверхности есть трещины, следы оплавления и механической деформации, шарнирные соединения имеют износ более 10%.

У *трубчатых разрядников* измеряются внешний и внутренний искровые промежутки и диаметр дугогасительного канала. Длина внешнего искрового промежутка должна соответствовать проектному значению, длина внутреннего искрового промежутка не должна отличаться от проектного более чем на 5 мм. Диаметр дугогасительного канала в зависимости от типа разрядника не должен превышать начальный диаметр более чем в 1,3...1,5 раза.

Заземляющие устройства. Измерения сопротивлений ЗУ выполняются ежегодно в период наибольшего высыхания грунта.

Сопротивления повторных заземлений нулевого провода ВЛ напряжением до 1 кВ должны быть не более 30 Ом. В сетях такого напряжения, работающих с глухозаземленной нейтралью, измеряется полное сопротивление петли «фаза-нуль» и рассчитывается ток однофазного короткого замыкания. По величине этого тока проверяется надежность срабатывания защитного аппарата, установленного в начале линии.

На ВЛ напряжением выше 1 кВ сопротивления ЗУ устанавливаются в зависимости от удельного сопротивления грунта ρ и должны быть не более величин, указанных в табл. 2.

Таблица 2

Удельное сопротивление грунта ρ , Ом·м	Сопротивление ЗУ, Ом
до 100	10
от 100 до 500	15
от 500 до 1000	20
от 1000 до 5000	30
более 5000	$6 \cdot 10^{-3}$

Результаты измерений оформляются соответствующими протоколами.

Проверка ЗУ со вскрытием грунта производится не менее чем у 2% опор от общего числа опор с заземлителями. Указанную проверку следует проводить в населенной местности и на участках с наиболее агрессивными и плохо проводящими грунтами. Элемент заземлителя должен быть заменен, если коррозией разрушено более 50% его сечения.

3. Борьба с гололедом

Гололедно-изморозевые отложения на проводах и тросах ВЛ происходят при температуре воздуха около -5°C и скорости ветра 5...10 м/с. Полная масса гололедно-изморозевых отложений приводится к форме полого цилиндра льда с толщиной стенки, равной b (рис. 1).

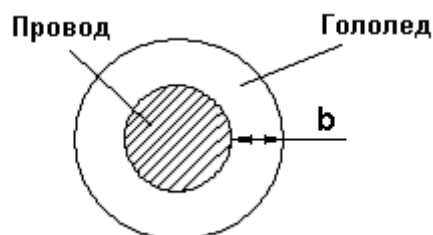


Рисунок 1 – Идеализированное представление гололеда на проводах

По толщине стенки гололеда при повторяемости 1 раз в 25 лет территория страны делится на 8 районов:

- I район $b = 10$ мм;
- II район $b = 15$ мм;
- III район $b = 20$ мм;
- IV район $b = 25$ мм;
- V район $b = 30$ мм;
- VI район $b = 35$ мм;
- VII район $b = 40$ мм;
- особый $b \geq 45$ мм.

Карты районирования страны приводятся в [2].

Гололед обуславливает дополнительные механические нагрузки на все элементы ВЛ. При значительных гололедных отложениях возможны обрывы проводов, тросов, разрушения арматуры, изоляторов и даже опор ВЛ. Гололед может откладываться по фазным проводам достаточно неравномерно. Стрелы провеса проводов с гололедом и без гололеда могут отличаться на несколько метров. Такая разрегулировка стрел провеса, а также одновременный сброс гололеда при его таянии, вызывающий «подскок» отдельных проводов, могут привести к перекрытию воздушной изоляции. Гололед является одной из причин «пляски» проводов, способной привести к их схлестыванию.

На небольших участках ВЛ производится, как правило, механическое удаление гололеда. Для этой цели используются шесты, веревки и другие подручные средства. При

механическом удалении гололеда без отключения ВЛ должны использоваться шесты из бакелита, стеклопластика и другого изоляционного материала.

Основным методом борьбы с гололедом при эксплуатации протяженных ВЛ является его плавка за счет нагревания проводов протекающим по ним током. Существует достаточно большое количество схем плавки гололеда, определяемых схемой электрической сети, нагрузкой потребителей, возможностью отключения линий и другими факторами.

Схема плавки гололеда переменным током искусственного короткого замыкания показана на рис. 2,а.

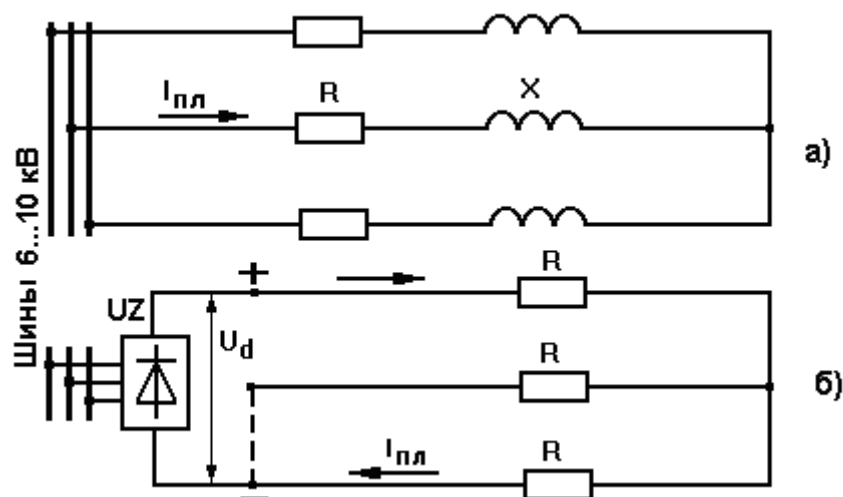


Рисунок 2 – Принципиальные схемы плавки гололеда переменным (а) и выпрямленным (б) током

ВЛ одним концом подключается к источнику питания, которым, как правило, служат шины 6 - 10 кВ подстанций или отдельный трансформатор, провода на другом конце ВЛ замыкаются. Напряжение и мощность источника выбираются таким образом, чтобы обеспечить протекание по проводам ВЛ тока в 1,5...2 раза превышающего длительно допустимый ток [12, 21]. Такое превышение допустимого длительного тока оправдано кратковременностью процесса плавки (~1 ч), а также более интенсивным охлаждением провода в зимний период. Следует помнить, что допустимые длительные токи приводятся в справочной литературе для температуры воздуха 25 °С.

Ориентировочные величины токов при различной продолжительности плавки гололеда переменным током приведены в табл. 7.3, в последнем столбце которой указан ток, предупреждающий образование гололеда на проводах.

Для ВЛ напряжением 220 кВ и выше с проводами сечений 240 мм² и более плавка гололеда переменным током требует очень больших мощностей источника питания (десятки МВ·А). Для параметров проводов ВЛ такого класса справедливо соотношение $R \ll X$. Полная мощность источника увеличивается за счет большой и бесполезной для плавки гололеда реактивной нагрузки. На таких ВЛ плавка гололеда осуществляется выпрямленным током [12].

Принципиальная схема плавки гололеда выпрямленным током показана на рис. 2,б. Выпрямитель UZ подключается к шинам 6 - 10 кВ подстанций или отдельному трансформатору. Используются, как правило, две схемы плавки гололеда выпрямленным током: «фаза – фаза» и «фаза – две фазы».

Параметры выпускаемых отечественной промышленностью нерегулируемых выпрямительных блоков, подключаемых к переменному напряжению 10 кВ:

- выпрямленное напряжение 14 кВ;
- выпрямленный ток 1200 А;
- мощность на выходе 16800 кВт.

Таблица 3

Марка провода	Ток плавки, А, при продолжительности, мин			Ток предупр., А
	30	60	100	
АС 50	330	270	240	160
АС 70	410	330	290	205
АС 95	510	400	350	245
АС 120	565	450	400	275
АС 150	660	525	460	325
АС 185	750	600	520	375
АС 240	860	690	610	440

Для получения большей мощности выпрямительные блоки можно включать последовательно или параллельно.

ОАО НИИПТ разработана на базе управляемого трехфазного мостового выпрямителя установка для плавки гололеда, подключаемая к серийному силовому трансформатору или шинам соответствующего напряжения (до 35 кВ). В отличие от нерегулируемых выпрямительных блоков эта установка позволяет при плавке гололеда плавно изменять выходные параметры в диапазоне:

- выпрямленное напряжение 0...50 кВ;
- выпрямленный ток 0...1200 А;
- мощность на выходе 0...60000 кВт.

Эксплуатационный персонал ВЛ должен контролировать процесс гололедообразования и обеспечивать своевременное включение схем плавки гололеда. ВЛ, на которых производится плавка гололеда, должны быть оснащены сигнализаторами гололеда, работоспособность которых должна проверяться ежегодно перед наступлением зимнего периода.

Следует отметить, что плавка гололеда должна проводиться в районах интенсивного гололедообразования ($b > 20$ мм) с частой пляской проводов. В других случаях применение плавки гололеда должно обосновываться технико-экономическими расчетами.

4. Ремонт воздушных линий

При ремонтах ВЛ выполняется комплекс мероприятий, направленных на поддержание или восстановление первоначальных эксплуатационных характеристик ВЛ путем ремонта или замены отдельных ее элементов.

Для ВЛ напряжением до 10 кВ структура ремонтного цикла представляет собой чередование текущего и капитального ремонтов: Т-К-Т-К... Продолжительность ремонтного цикла для ВЛ на деревянных опорах составляет 5 лет, на железобетонных опорах – 10 лет.

Для ВЛ напряжением 35 кВ и выше предусматриваются только капитальные ремонты с периодичностью:

- не реже 1 раза в 5 лет для ВЛ на деревянных опорах;
- не реже 1 раза в 10 лет для ВЛ на железобетонных и металлических опорах.

Перечень работ, относящихся к текущим и капитальным ремонтам ВЛ, устанавливается типовыми инструкциями по эксплуатации ВЛ [21].

Объем ремонтных работ определяется по результатам предшествующих осмотров, испытаний и измерений. Поэтому для планирования ремонтов ВЛ ведется следующая эксплуатационно-техническая документация:

- паспорта ВЛ;
- листки осмотров;
- ведомости проверки загнивания деревянных опор;
- ведомости проверки линейной изоляции;
- ведомости измерений габаритов и стрел провеса проводов и тросов;
- ведомости измерений сопротивлений заземляющих устройств;
- журналы неисправностей ВЛ;
- журналы учета работ на ВЛ и другие документы.

На основании этих документов составляется многолетний график работ, в котором указывается перечень всех ВЛ и годы их вывода в ремонт в соответствии с техническим состоянием. На основании многолетнего графика составляются годовые графики работ.

По форме организации капитальный ремонт ВЛ может выполняться децентрализованно, централизованно и по смешанной форме. При децентрализованной форме ремонт выполняется силами предприятия, эксплуатирующего ВЛ. Наиболее прогрессивной формой капитального ремонта ВЛ является централизованный ремонт, выполняемый по договору подряда строительно-монтажной организацией, специализирующейся на строительстве ВЛ. Бригады централизованного ремонта могут быть комплексными, выполняющими все виды ремонтных работ, или специализированными, выполняющими определенные виды работ, например замену опор.

Основными преимуществами централизованного ремонта являются высокое качество и сокращение сроков ремонтных работ. Это достигается высокой квалификацией персонала, использованием передовых методов организации и проведения работ, высокой степенью их механизации.

Законченные работы по капитальному ремонту ВЛ должны приниматься техническим руководителем предприятия, о чем делается отметка в плане-графике работ. Все работы, произведенные на ВЛ, должны оформляться соответствующими актами с указанием объема выполненных работ, даты выполнения, фамилии производителя работ.

В паспорте ВЛ должны отражаться все основные выполненные работы (замена опор, проводов, изоляторов) и изменение характеристик ВЛ, например появление новых пересечений.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ:

1. Какие выполняются мероприятия при ремонте воздушных линий?
2. Идеализированное представление гололеда на проводах.
3. Основными преимуществами централизованного ремонта.
4. Какие профилактические измерения и испытания проводятся при техническом обслуживании ВЛ?
5. Каким образом проводится осмотр воздушных линий?

Использованная литература

13. Зарандия, Ж.А. Основные вопросы технической эксплуатации электрооборудования : учебное пособие / Ж.А. Зарандия, Е.А. Иванов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный

технический университет». - Тамбов : Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2015. - 129 с. : ил., табл., схем. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-8265-1386-6 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=445120>.

14. Привалов Е.Е. Эксплуатация воздушных линий электропередач : учебное пособие / Е.Е. Привалов. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. - 130 с. : ил., схем., табл. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-4475-3884-2; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=434748>

ПРАКТИЧЕСКОЕ ЗАНЯТИЕ №8

Эксплуатация кабельных линий электропередачи

ТЕОРЕТИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

1. Осмотр кабельных линий

При техническом обслуживании кабельных линий (КЛ) периодически проводят их осмотры с целью визуального обнаружения неисправностей и дефектов.

КЛ на напряжение до 35 кВ, проложенные открыто, должны осматриваться не реже 1 раза в 6 месяцев; проложенные в земле - не реже 1 раза в 3 месяца.

Не реже 1 раза в 6 месяцев выборочные осмотры КЛ должны проводиться административно-техническим персоналом.

Внеочередные осмотры КЛ должны проводиться в период паводков и после ливневых дождей, когда возможны сдвиги почвы и попадание грунтовых вод в подземные кабельные сооружения, а также после отключения КЛ релейной защитой.

При осмотрах трасс КЛ, проложенных в земле, проверяется наличие знаков привязки линии к постоянным ориентирам (или пикетов на незастроенной территории), обозначающих трассу. На трассе КЛ не должно быть вспучивания или проседания грунта, не должно производиться каких-либо работ, раскопок, складирования строительных материалов, свалок мусора.

Правилами охраны электрических сетей для КЛ, проложенной в земле, устанавливается охранная зона в размере 1 м с каждой стороны от крайних кабелей. Любые работы в охранной зоне КЛ должны выполняться с разрешения и под наблюдением организации, эксплуатирующей КЛ.

В местах выхода кабеля из земли, например на стену здания или опору ВЛ, должна быть защита кабеля от механических повреждений.

Осмотры КЛ, проложенных в кабельных сооружениях (тоннелях, эстакадах и других), должны проводить два человека. В первую очередь проверяется с помощью газоанализатора отсутствие в кабельных сооружениях газов, состояние освещения и вентиляции.

Проверяется общее состояние кабельных сооружений, наличие средств пожаротушения, отсутствие посторонних предметов. Все металлические конструкции кабельных сооружений должны быть покрыты негорючим антикоррозийным составом.

Кабельные туннели должны быть оборудованы средствами для отвода ливневых и почвенных вод. Эти средства должны находиться в исправном состоянии.

По температуре внутри кабельных сооружений косвенно контролируется тепловой режим кабелей. Температура воздуха внутри сооружений должна превышать температуру наружного воздуха не более чем на 10 °С.

На открыто проложенных кабелях должны быть стойкие к воздействию окружающей среды бирки, прикрепляемые в начале и конце кабеля и через 50 м. На этих бирках указываются: марка и сечение кабеля, напряжение, номер или другое условное

обозначение линии. На бирках муфт должны быть отмечены номер муфты и дата ее монтажа.

Проверяется состояние антикоррозийного покрова металлических оболочек кабелей, расстояния между кабелями, состояние соединительных и концевых кабельных муфт, отсутствие следов вытекания масла или кабельной мастики.

Все замеченные при осмотрах дефекты и неисправности КЛ заносятся в листок осмотра. Эти дефекты и неисправности в зависимости от их характера устраняются при текущем техническом обслуживании. Повреждения аварийного характера должны быть устранены немедленно.

2. Допустимые нагрузки при эксплуатации

Для каждой КЛ при вводе в эксплуатацию устанавливается допустимая токовая нагрузка. Эта нагрузка определяется по условию, что температура жил кабеля будет не выше длительно допустимой температуры $\Theta_{\text{доп}}$, нормируемой [2, 14].

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией величина $\Theta_{\text{доп}}$ зависит от номинального напряжения $U_{\text{ном}}$ (см. табл.1).

Таблица 1

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	До 3	6	10	20	35
$\Theta_{\text{доп}}, ^\circ\text{C}$	80	65	60	55	50

Для кабелей:

с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлорида $\Theta_{\text{доп}} = 70^\circ\text{C}$;

с изоляцией из сшитого полиэтилена $\Theta_{\text{доп}} = 90^\circ\text{C}$;

с резиновой изоляцией $\Theta_{\text{доп}} = 65^\circ\text{C}$.

Перегрев изоляции кабеля выше $\Theta_{\text{доп}}$ заметно ускоряет процесс ее старения и, следовательно, сокращает срок службы кабеля.

Непосредственное измерение температуры жилы кабеля представляет значительные трудности. Поэтому для проверки теплового режима кабель нагружают током и снимаются показания термодатчиков, установленных на стальной броне (оболочке или шланге) кабеля.

Температура жилы кабеля $\Theta_{\text{ж}}$ рассчитывается по формуле

$$\Theta_{\text{ж}} = \Theta_{\text{б}} + \Delta\Theta, \quad (1)$$

где $\Theta_{\text{б}}$ – температура брони (оболочки или шланга), измеренная при испытании;

$\Delta\Theta$ – превышение температуры жилы кабеля над температурой брони (оболочки или шланга).

Величина $\Delta\Theta$ рассчитывается по эмпирической формуле или определяется по номограммам [7, 24]. Одна из таких номограмм для кабелей с алюминиевыми жилами, находящихся в эксплуатации от 5 до 25 лет, приведена на рис. 1.

Токовая нагрузка КЛ, при которой $\Theta_{\text{ж}} = \Theta_{\text{доп}}$, соответствует допустимой длительной нагрузке.

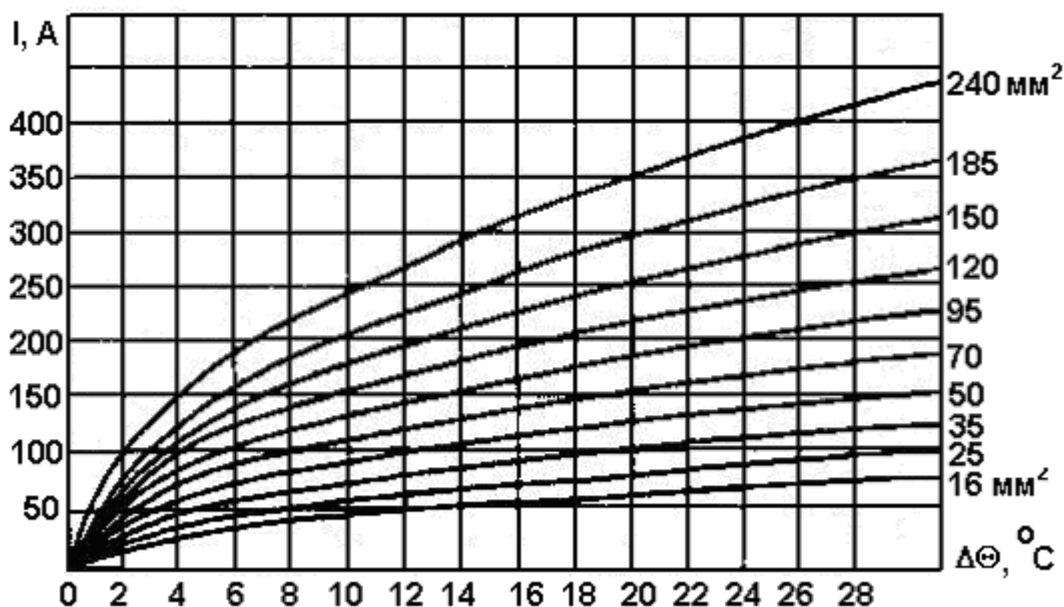


Рисунок 1 - Разность температур между броней и алюминиевыми жилами кабелей напряжением 10 кВ

В практической эксплуатации действительную токовую нагрузку кабеля I сопоставляют с длительно допустимым током $I_{\text{доп}}$, приводимым в справочной литературе [2]. Длительный режим работы кабеля считается допустимым при выполнении условия

$$I \leq k I_{\text{доп}} \quad (2)$$

где k – поправочный коэффициент.

Принимаемые по справочным данным [2] поправочные коэффициенты учитывают реальную температуру охлаждающей среды, количество кабелей в земляной траншее, удельное тепловое сопротивление грунта, срок службы кабеля и другие факторы.

При эксплуатации КЛ допускаются кратковременные перегрузки, например, на период ликвидации аварии [1]. Допустимые перегрузки кабелей напряжением до 10 кВ в зависимости от вида изоляции составляют:

кабели с бумажной изоляцией - на 30%;

изоляцией из полиэтилена и поливинилхлорида - на 15%;

резины - на 18%;

сшитого полиэтилена - на 25%;

для кабелей со всеми видами изоляции, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузки должны быть снижены до 10%.

Указанные перегрузки допускаются продолжительностью не более 6 часов в сутки в течение 5 суток. Суммарная продолжительность перегрузки в год не должна превышать 100 ч.

Для кабелей напряжением 20-35 кВ с бумажной изоляцией перегрузки не допускаются [1].

Контроль нагрузочного режима КЛ осуществляется снятием графиков нагрузки, выполняемым не реже 2 раз в год. Причем один раз контроль осуществляется в период зимнего максимума нагрузки.

3 Профилактические измерения и испытания

Особое внимание при техническом обслуживании КЛ уделяется кабельной изоляции. Одним из средств контроля состояния изоляции является измерение ее сопротивления, выполняемое мегаомметром. Схемы измерения фазной и междуфазной

изоляции кабеля показаны на рис. 8.2. Отсчет величины сопротивления изоляции осуществляется приблизительно через 1 минуту после начала процесса измерения. Сопротивление изоляции кабелей на напряжение до 1 кВ должно быть не менее 0,5 МОм. Сопротивление изоляции кабелей на напряжение выше 1 кВ не нормируется.

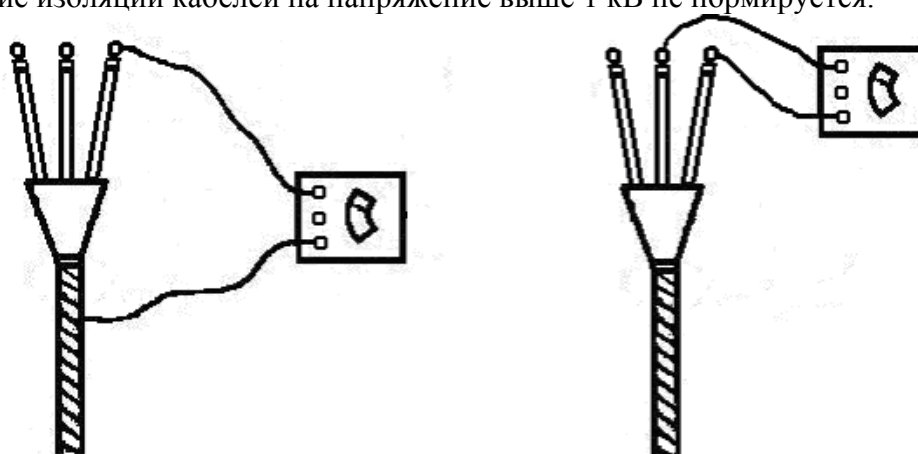


Рисунок 2 - Измерение сопротивления фазной (а) и междуфазной (б) изоляции кабеля

Электрическая прочность изоляции КЛ проверяется испытанием повышенным выпрямленным напряжением. Величина испытательного напряжения $U_{\text{исп}}$ и длительность его приложения t в зависимости от вида кабельной изоляции приведены в табл. 2.

Испытательное напряжение прикладывается поочередно к каждой жиле кабеля, при этом две другие жилы кабеля и его металлическая оболочка (экран) должны быть заземлены. Испытательное напряжение поднимается плавно со скоростью 1...2 кВ/с до требуемого значения и поддерживается неизменным в течение времени, указанного в табл. 2.

При проведении испытаний повышенным напряжением измеряются токи утечки и их несимметрия по фазам.

Таблица 2

$U_{\text{ном}}$, кВ	До 1	3	6	10	20	35
Бумажная пропитанная изоляция						
$U_{\text{исп}}$, кВ/т, мин	2,5/5	15-25/5	36/5	60/5	100/5	175/5
Пластмассовая изоляция и СПЭ-изоляция						
$U_{\text{исп}}$, кВ/т, мин	2,5/5	7,5/5	36/5	60/5		
Резиновая изоляция						
$U_{\text{исп}}$, кВ/т, мин		6/5	12/5	20/5		

Изоляция кабеля считается удовлетворительной, если не произошло ее пробоя, а токи утечки и коэффициент несимметрии этих токов по фазам не превысили значений, приведенных в табл.3.

Таблица 3

$U_{\text{ном}}$, кВ	6	10	20	35
$I_{\text{ут}}$, мА	0,2	0,5	1,5	1,8
$I_{\text{утmax}}/I_{\text{утmin}}$	2	3	3	3

У кабелей с пластмассовой защитной оболочкой (шлангом) дополнительным испытаниям повышенным выпрямленным напряжением подвергается защитная оболочка. Испытательное выпрямленное напряжение –10 кВ в течение 1 мин подается между металлической оболочкой (экраном) и землей. При неуспешных испытаниях отыскивается место повреждения пластмассовой оболочки и выполняется ее ремонт.

На вертикальных участках кабелей напряжением 20...35 кВ с бумажной изоляцией контролируется осушение изоляции. Этот контроль осуществляется с помощью термометров, укрепленных на броне кабеля в верхней, средней и нижней частях вертикального участка. Разность показаний термометров более чем на 2...3 °С свидетельствует о сильном осушении изоляции и начавшемся процессе ее пробоя. В этом случае вертикальный участок кабеля должен быть выведен из эксплуатации и заменен.

У одножильных кабелей, собранных в трехфазную группу, измеряется токораспределение. Неравномерность распределения токов по фазам должна быть не более 10%.

После отсоединения кабеля от оборудования, профилактических испытаний, монтажа или перемонтажа кабельных муфт должны быть проверены фазировка кабеля и целостность его жил. Сущность фазировки заключается в проверке соответствия фаз *A*, *B* и *C* кабеля фазам *A*, *B* и *C*, например, распределительного устройства, к шинам которого подключается кабель после отсоединения.

Определение целостности жил выполняется мегаомметром. Измерения сопротивления проводят между каждой парой фаз с одного конца кабеля. Жилы кабеля на другом конце замыкаются между собой. При целых жилах кабеля мегаомметр при всех измерениях должен показать нулевое сопротивление.

4. Определение мест повреждения

Несмотря на периодический осмотр кабельных трасс и проведение профилактических испытаний, при эксплуатации имеют место повреждения (случайные отказы) КЛ. Как правило, это пробой изоляции, реже – разрыв фаз.

Поврежденный кабель отсоединяется с обоих концов от оборудования и с помощью мегаомметра определяется *характер повреждения*: измеряется сопротивление изоляции между каждой фазой и заземленной металлической оболочкой и между каждой парой фаз. Измерения проводят с одного конца кабеля. Фазные жилы другого конца кабеля разомкнуты (для определения замыканий) или замкнуты и заземлены (для определения обрывов).

Результаты измерений могут не выявить характер повреждения, поскольку переходное сопротивление в месте повреждения может быть достаточно высоким, в частности, из-за затекания места пробоя изоляции маслоканифольным составом (заплывающий пробой) в кабелях с бумажной пропитанной изоляцией.

Для снижения переходного сопротивления изоляция кабеля в месте повреждения прожигается. Для этого на кабель подается напряжение, достаточное для пробоя изоляции в месте повреждения. После некоторого времени повторения пробоев переходное сопротивление в месте повреждения уменьшается, разрядное напряжение снижается, а ток разряда увеличивается. Изоляция прожигается этим током, переходное сопротивление в месте повреждения уменьшается.

После определения характера повреждения выбирается способ и аппаратура для определения места повреждения кабеля.

По точности определения места повреждения различают относительные и абсолютные методы. *Относительные методы* имеют определенную погрешность и позволяют определить лишь зону повреждения. Это импульсный, петлевой и емкостной методы.

Точное место повреждения позволяют найти *абсолютные методы* такие, как индукционный и акустический.

Импульсным методом определяется зона однофазного или многофазного замыкания, зона обрыва любого количества фазных жил.

В поврежденную линию посылается эталонный электрический импульс. По экрану измерительного прибора, проградуированному в мкс, измеряется интервал времени t_x между моментом подачи импульса и моментом прихода импульса, отраженного от места повреждения (рис. 8.3).

Скорость распространения электромагнитных волн в силовых кабелях практически не зависит от сечения и материала жил и составляет 160 ± 3 м/мкс. Расстояние до места повреждения вычисляется как $l_x = 80t_x$, м.

Для случая, приведенного на рис. 8.3, зона повреждения находится на расстоянии $l_x = 80 \cdot 3,5 = 280$ м от места измерения.

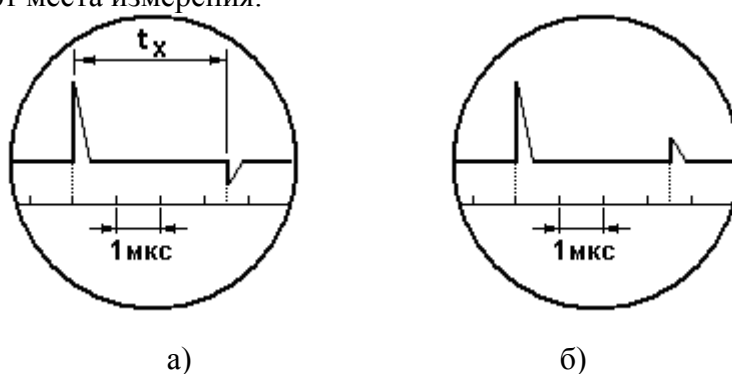


Рисунок 3 - Экран прибора при определении зоны повреждения кабеля импульсным методом: а – при замыкании; б – при обрыве

По знаку отраженного импульса судят о характере повреждения. Если посланный и отраженный импульс разного знака – повреждение типа замыкание (рис. 3,а), если одного знака – повреждение типа обрыв (рис. 3,б).

Петлевой метод применяется для определения зоны однофазных и двухфазных замыканий на землю. Этот метод основан на измерении омического сопротивления жил кабеля до места повреждения.

На одном конце кабеля замыкаются нормальная и поврежденная жилы (образуется петля). Измерения проводятся с другого конца кабеля (см. рис. 4). Для измерения сопротивлений R_2 и R_4 может использоваться, например, мост постоянного тока.

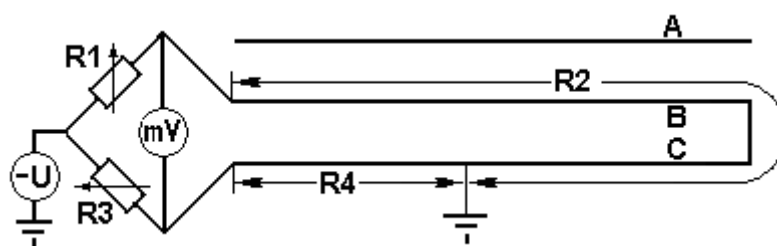


Рисунок 4 - Схема определение зоны повреждения петлевым методом

В одну диагональ моста включается источник постоянного напряжения $-U$, в другую – измерительный прибор, например милливольтметр mV . Регулируемыми сопротивлениями R_1 и R_3 достигается равновесие моста – нулевое показание милливольтметра.

Известно, что равновесие моста будет достигаться при выполнении соотношения

$$\frac{R_1}{R_3} = \frac{R_2}{R_4} \quad (3)$$

где R_2 – сопротивление нормальной жилы и участка поврежденной жилы от конца кабеля до места повреждения;

R_4 – сопротивление участка поврежденной жилы от начала кабеля до места повреждения.

Поскольку сопротивление жилы кабеля пропорционально его длине, зона повреждения после достижения равновесия моста определяется несложными вычислениями

$$l_x = \frac{2 \cdot l \cdot R_3}{R_1 + R_3} \quad (4)$$

где l – длина кабеля.

Емкостной метод позволяет определить зону обрыва фазных жил кабеля. Метод базируется на измерении емкости между каждой жилой и заземленной металлической оболочкой кабеля.

Пусть измеренная емкость оборванной жилы составляет C_x , а измеренная емкость целой жилы – C . Расстояние до места обрыва составляет

$$l_x = l \cdot \frac{C_x}{C} \quad (5)$$

При обрыве трех фазных жил емкость кабеля рассчитывается по известному выражению

$$C = \frac{b_0 \cdot l}{314} \quad (6)$$

где b_0 – удельная емкостная проводимость кабеля, определяемая по справочным данным.

Индукционный метод позволяет определить место многофазных замыканий в кабеле после успешного прожига изоляции в месте повреждения. Метод основан на улавливании магнитного поля, создаваемого вокруг кабеля протекающим по нему током. Улавливание поля производится с помощью специальной поисковой катушки, имеющей магнитный сердечник для концентрации поля.

По двум поврежденным жилам кабеля пропускается ток высокой частоты (800...1000 Гц) от звукового генератора G (рис. 5). Вокруг кабеля образуется магнитное поле высокой частоты. Поместив в это поле поисковую катушку, соединенную через усилитель с наушниками, можно прослушивать звуковой сигнал. Обслуживающий персонал, продвигаясь по трассе КЛ, прослушивает этот звуковой сигнал.

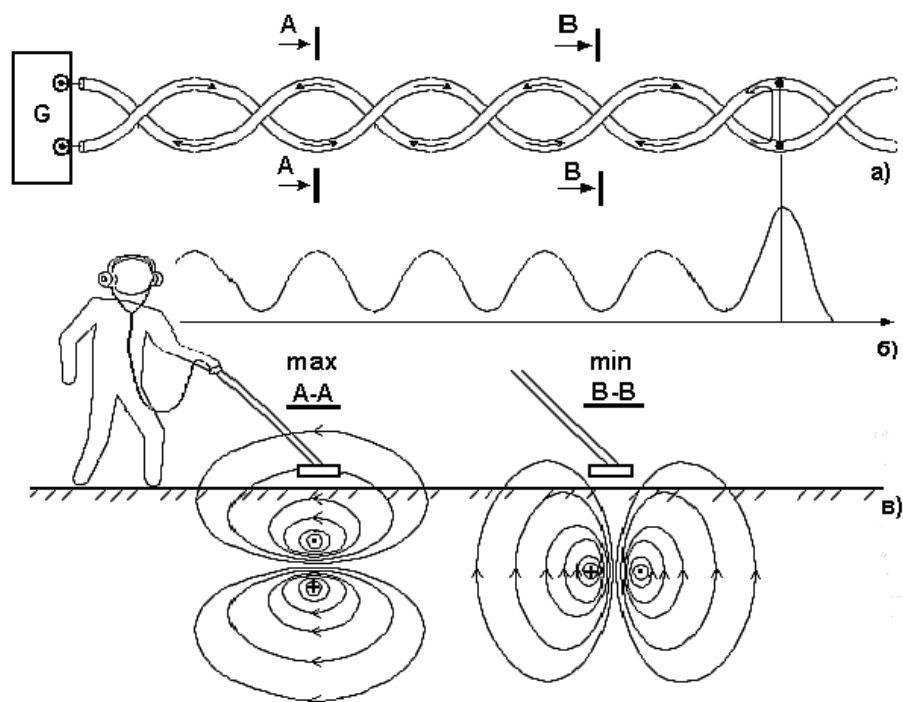


Рисунок 5 - Иллюстрация индукционного метода отыскания повреждения

Слышимость сигнала вдоль кабельной линии будет периодически изменяться от $\max$ до $\min$. Это объясняется спиральным повитом жил кабеля. Преобладание над поверхностью земли магнитного поля одной жилы периодически меняется на преобладание противоположного магнитного поля другой жилы.

В месте короткого замыкания ток от генератора G меняет свое направление, интенсивность магнитного поля и, следовательно, слышимость сигнала в этом месте усиливаются. За местом повреждения звукового сигнала не будет.

Использование тока высокой частоты необходимо для отстройки звукового сигнала от фона промышленной частоты 50 Гц соседних кабелей.

Акустический метод позволяет определить место однофазных и многофазных замыканий в кабеле при заплывающем пробое.

В поврежденную жилу (в поврежденные жилы) периодически подаются импульсы постоянного напряжения, например, от накопительного конденсатора. В месте повреждения возникают разряды, вызывающие акустический шум. Уровень этого шума прослушивается с поверхности земли, например, с помощью стетоскопа или прибора с пьезодатчиком-преобразователем механических колебаний в электрические.

При практическом поиске мест повреждения КЛ используется сочетание относительных и абсолютных методов. С помощью относительного метода определяется зона повреждения, а затем в этой зоне отыскивается место повреждения абсолютным методом.

5. Ремонт кабельных линий

КЛ ремонтируются при их повреждениях, например при пробое изоляции кабеля, а основной операцией при ремонте КЛ является установки новой или замена существующей кабельной муфты. Таким образом, при эксплуатации КЛ используется система аварийно-восстановительного ремонта (система АВР)

При повреждении кабеля обслуживающий персонал должен отыскать место повреждения, а при прокладке кабеля в земляной траншее - раскопать участок траншеи в этом месте. Раскопки должны вестись осторожно, а при глубине более 0,4 м – только лопатами.

Объем работ при текущих и капитальных ремонтах КЛ определяется по результатам предшествующих осмотров, испытаний и измерений. Для планирования ремонтов КЛ ведется следующая эксплуатационно-техническая документация:

- паспорта КЛ;
- листочки осмотров;
- кабельный журнал;
- акты скрытых работ с указанием пересечений и сближения кабелей со всеми подземными коммуникациями;
- акты на монтаж кабельных муфт;
- протоколы измерения сопротивления изоляции;
- протоколы испытаний изоляции КЛ повышенным напряжением;
- протоколы измерения сопротивлений заземляющих устройств;
- журналы неисправностей КЛ;
- журналы учета работ на КЛ и другие документы.

На основании этих документов составляется многолетний график работ, в котором указывается перечень всех КЛ и годы их вывода в ремонт в соответствии с техническим состоянием. На основании многолетнего графика составляются годовые графики работ.

При капитальном ремонте КЛ выполняются следующие основные работы:

- выборочное шурфление кабельных траншей с оценкой состояния кабелей и муфт;
- полное вскрытие кабельных каналов с исправлением раскладки кабелей, устранением коррозии оболочек, чисткой каналов, заменой или ремонтом конструкций для крепления кабелей;

- переразделка дефектных муфт;
- частичная или полная замена участков КЛ;
- ремонт заземляющих устройств;
- окраска металлических конструкций в кабельных сооружениях.

Кроме того, КЛ испытываются под нагрузкой в течение 24 ч.

Все работы, выполненные при капитальном ремонте КЛ, принимаются по акту. Акты со всеми приложениями хранятся в паспорте КЛ.

КОНТРОЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ:

1. Каким образом проводят осмотр кабельных линий?
2. Допустимые нагрузки при эксплуатации.
3. Как определяются места повреждения кабельных линий?
4. В каких случаях проводят ремонт кабельных линий?

Использованная литература

15. Зарандия, Ж.А. Основные вопросы технической эксплуатации электрооборудования : учебное пособие / Ж.А. Зарандия, Е.А. Иванов ; Министерство образования и науки Российской Федерации, Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего профессионального образования «Тамбовский государственный технический университет». - Тамбов : Издательство ФГБОУ ВПО «ТГТУ», 2015. - 129 с. : ил., табл., схем. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-8265-1386-6 ; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=445120>.
16. Привалов Е.Е. Эксплуатация воздушных линий электропередач : учебное пособие / Е.Е. Привалов. - Москва ; Берлин : Директ-Медиа, 2016. - 130 с. : ил., схем., табл. - Библиогр. в кн. - ISBN 978-5-4475-3884-2; То же [Электронный ресурс]. - URL: <http://biblioclub.ru/index.php?page=book&id=434748>

ПЕРЕЧЕНЬ
работ повышенной опасности, к которым предъявляются дополнительные
(повышенные) требования по безопасности труда

Виды работ.

1. Верхолазные и на высоте.
2. В замкнутых и ограниченных пространствах (емкостях, отсеках, боксах и др.).
3. В колодцах, траншеях, котлованах глубиной более 1, 5 м.
4. Ремонтные, строительные, монтажные и др. работы на высоте более 2 м от пола без инвентарных лесов и подмостей.
5. Ремонт и очистка крыш зданий, кровельные работы.
6. Проведение ремонтных работ при эксплуатации тепловых сетей и оборудования, трубопроводов горячей воды.
7. Работы в действующих электроустановках.
8. Электросварочные работы в ограниченных пространствах и помещениях.
9. Газосварка, газорезка.
10. Малярные работы с применением материалов и веществ, обладающих токсическими свойствами.
11. Работы с применением легковоспламеняющихся жидкостей и материалов.
12. Работы с применением кислот, щелочей и других агрессивных и ядовитых веществ.
13. Работы с применением источников ионизирующих излучений.
14. Работы с применением строительно-монтажных пистолетов.
15. Работы по ремонту и зарядке аккумуляторов.
16. Работы с использованием грузоподъемных механизмов (лифты, краны и др.)
17. Работы с использованием электро- и пневмоинструмента.
18. Работы с применением битумных мастик.
19. Огневые работы в пожаро-, взрывоопасных условиях.
20. Другие работы, выполняемые в подразделениях и представляющие опасность для работающих.

ПЕРЕЧЕНЬ
работ повышенной опасности, на выполнение которых необходимо выдавать
наряд-допуск

Виды работ и условий их производства.

1. Работы на высоте без строительных лесов и подмостей.
2. Верхолазные работы (выше 5 м).
3. Работы в колодцах, закрытых емкостях, в замкнутых и труднодоступных пространствах, где возможно удушье и отравление работников.
4. Работы с применением грузоподъемных кранов и других строительных машин в охранных зонах воздушных линий электропередачи, газонефтепроводов, складов легковоспламеняющихся или горючих жидкостей, горючих и сжиженных газов, ядовитых и агрессивных веществ.
5. Земляные работы в охранных зонах подземных электрических сетей, газопровода, нефтепроводов и других опасных подземных коммуникаций и объектов.
6. Работы по ремонту и демонтажу оборудования, строительно-монтажные и ремонтные работы при наличии опасных факторов действующего предприятия, подразделения.
7. Работы на участках, где имеется или может возникнуть опасность со смежных участков работ.
8. Работы в непосредственной близости от проезжей части дорог.
9. Газоопасные работы.
10. Разработка вручную котлованов и траншей глубиной более 2 м.
11. Строительно-монтажные, ремонтные и другие работы, выполняемые в условиях действующих производств одного подразделения организации силами другого подразделения или подрядной организации при соприкосновении или наложении их производственных деятельности – так называемые совмещенные работы.
12. Строительно-монтажные работы, выполняемые на участках, объектах или сооружениях, находящихся в аварийном состоянии или в пределах зон с постоянно действующими опасными производственными факторами.
13. Работы по ремонту, окраске крыш, очистке крыш зданий от снега, мусора при отсутствии ограждений по их периметру.
14. Электро-, газосварочные и другие огневые работы снаружи и внутри емкостей и тары из-под горючих и взрывчатых веществ, а также в пожаро-, взрывоопасных помещениях.
15. Работы по вскрытию, а также испытанию сосудов и трубопроводов, работающих под давлением.
16. Работы по очистке и ремонту вентиляционных систем химических лабораторий, складов и других помещений, где хранятся сильнодействующие химические и другие опасные вещества.
17. Работы по ремонту ацетиленовых генераторов.
18. Работы с применением строительно-монтажных пистолетов.
19. Работы с сильнодействующими ядовитыми и пожаровзрывоопасными веществами.
20. Другие особо опасные работы.

НАРЯД - ДОПУСК N ____ НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ

1. НАРЯД

1.1. Ответственному руководителю работ _____

(должность, фамилия, имя, отчество)

и бригаде в составе _____ человек поручается произвести следующие работы: _____

(содержание, характеристика, место производства и объем работ)

1.2. Опасные производственные факторы, которые имеются или могут возникнуть _____

1.3. При подготовке и выполнении работ обеспечить следующие мероприятия по охране и безопасности труда: _____

1.4. Начать работы в _____ час. " ____ " _____ 200__ г.
(время, дата)

1.5. Окончить работы в _____ час. " ____ " _____ 200__ г.
(время, дата)

1.6. Наряд выдал _____

(должность, фамилия, имя, отчество, подпись)

2. ДОПУСК

2.1. Инструктаж по охране и безопасности труда в объеме инструкций _____

(указать инструкции, по которым проведен инструктаж)

проведен бригаде в составе _____ чел., в том числе:

Фамилия, и.о.	Профессия, разряд	Подпись лица, получившего инструктаж	Подпись лица, проводившего инструктаж

2.2. Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ, выполнены.

Ответственный исполнитель работ и весь состав бригады с условиями и особенностями работы ознакомлены. Объект подготовлен для ведения работ.

Ответственный руководитель работ _____ " ____ " _____ 200__ г.
(подпись) (дата)

2.3. С условиями и особенностями работ ознакомлен и наряд - допуск получил ответственный исполнитель работ _____ " ____ " _____ 200__ г.
(подпись) (дата)

2.4. Подготовку рабочего места проверил. Разрешаю приступить к выполнению работ. Ответственный руководитель работ _____ " ____ " _____ 200__ г.
(подпись) (дата)

3. ОФОРМЛЕНИЕ ЕЖЕДНЕВНОГО ДОПУСКА

К РАБОТЕ И ОКОНЧАНИЕ РАБОТ

3.1.

Указанные в наряде - допуске меры безопасности выполнены, персонал проинструктирован, работы разрешены			Работы окончены, рабочее место убрано, персонал с рабочего места выведен		
начало работ	подпись исполнителя работ	подпись руководи- теля работ	окончание работ	подпись исполни- теля работ	подпись руководи- теля
число, месяц, время			число, месяц, время		

3.2. Работы окончены, инструмент и приспособления убраны, персонал с места производства работ выведен.

Наряд - допуск закрыт в ____ час. " __ " _____ 200_ г.
(время, дата)

Ответственный исполнитель работ _____ 200_ г.
(подпись) (дата)

Ответственный руководитель работ _____ 200_ г.
(подпись) (дата)

Предприятие _____

Район (участок) _____

ЛИСТОК ОСМОТРА

ВЛ _____ кВ _____ наименование _____

Вид осмотра _____

Номер пролета, опоры	Замеченные неисправности

Осмотр произведен от опоры № ____ до опоры № ____

« ____ » _____ 20 ____ г.

ФИО _____ Подпись _____

Листок осмотра принял: дата _____ подпись _____