ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«РОССИЙСКИЕ СЕТИ»



СБОРНИК ДИРЕКТИВНЫХ УКАЗАНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК В ЭЛЕКТРОСЕТЕВОМ КОМПЛЕКСЕ ПАО «РОССЕТИ»

Часть I
«Эксплуатация электроустановок распределительных сетей 0,38-20 кВ»
(СДУ-2016 ч.1)

ПАО «Россети»

gost.e-ecolog.ru

Сведения о Сборнике

1. РАЗРАБОТАН: НИУ «МЭИ» (Медведев В.Т., профессор, д.т.н.; Макальский Л.М., доцент, к.т.н.), ПАО «Россети» (Курганов А.В.; Пак Г.Р.: раздел 4.2), при участии ДЗО: ПАО «МРСК Центра и Приволжья (Астафьев П.В.: раздел 2), ПАО «МРСК Юга» (Петленко А.В.: Приложение 2), ПАО «Ленэнерго» (Мягких К. Ю.: раздел 4.2)

2. ВНЕСЕН: Управлением производственной деятельности Департамента оперативно-технологического управления ПАО «Россети»

3. УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ:
Распоряжением ПАО «Россети» от 03.11.2016 № 478р.

4. ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

Замечания и предложения по СДУ следует направлять в ПАО «Россети» согласно контактам, указанным на официальном информационном ресурсе, или электронной почтой - по адресу: gost.e-ecolog.ru

Настоящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ПАО «Россети». Данное ограничение не предусматривает запрета на присоединение сторонних организаций к настоящему документу и его использование в своей производственно-хозяйственной деятельности. В случае присоединения к документу сторонней организации необходимо уведомить ПАО «Россети».

Предисловие

Настоящий Сборник директивных указаний (далее - СДУ) направлен на обеспечение надежной и безопасной эксплуатации производственным персоналом группы компаний «Россети» электроустановок, профилактики травматизма на объектах электросетевого комплекса ПАО «Россети».

С начала 2012 года в электросетевых компаниях произошел ряд несчастных случаев, связанных с неисправностью разъединителей наружной установки типа РЛНД-10 кВ, что в совокупности с невыполнением организационных и технических мероприятий, обеспечивающих безопасность работ, и нарушениями порядка производства оперативных переключений, привело к тяжёлым последствиям (Приложение 3).

Анализ данных несчастных случаев, а также аналогичных случаев, происшедших за последние 10 лет, показывает общую негативную тенденцию, сложившуюся в распределительных сетях, связанную с невыполнением персоналом своих непосредственных должностных обязанностей, пренебрежением правилами безопасности, а именно:

– ненадлежащее техническое состояние разъединителей РЛНД 6-10 кВ из-за невыполнения работ по их техническому обслуживанию и капитальному ремонту;

– отсутствие установленного порядка оперативного обслуживания распределительных сетей 0,38-10 кВ в части поиска повреждённых участков и проведения аварийно-восстановительных работ;

– самоустранение диспетчеров районов электрических стей (РЭС) от руководства действиями подчинённым персоналом в смене, в особенности при аварийно-восстановительных работах, отыскании мест повреждения, выявлении причин перерыва электроснабжения потребителей, а также от предотвращения нарушений подчинённым оперативным персоналом в смене;

– самовольное, без получения команды диспетчера, производство оперативных переключений при выполнении осмотров, выполнение отдельных работ без оформления их в соответствии с нормативными требованиями (выдача наряда-допуска, распоряжения, ведение записей в оперативном журнале), приближение на недопустимое расстояние к токоведущим частям без проверки отсутствия напряжения и установки переносного заземления;

– невыполнение оперативным, оперативно-ремонтным персоналом операций по осмотру разъединителей после переключений для определения положения и состояния всех ножей, отсутствия шунтирующих перемычек, состояния шлейфов и, соответственно, подтверждению наличия видимого разрыва между отключенным и находящимся под напряжением участками воздушных линий электропередачи (ВЛ);

– сознательное невыполнение технических мероприятий по проверке отсутствия напряжения и установке заземлений;

– нарушение порядка проверки отсутствия напряжения и установки заземлений, в т.ч. приближение к токоведущим частям перед установкой заземления на недопустимое расстояние;

– неприменение (при наличии) комплекта для установки переносных заземлений с земли без подъёма на опору ВЛ 6-10 кВ и индивидуальных сигнализаторов напряжения;

– не предотвращение членами бригады нарушений мер безопасности, совершаемых другими членами этой бригады.

В распределительных сетях дочерних зависимых обществ (ДЗО) ПАО «Россети» эксплуатируется свыше 300 тыс. линейных разъединителей наружной установки типа РЛНД, установленных для секционирования ВЛ 6-20 кВ, в качестве отпаечных и выносных трансформаторных разъединителей ТП 6-20/0,4 кВ.

Следует отметить невыполнение системных мероприятий в ряде ДЗО по установке выносных линейных разъединителей для создания видимых разрывов с целью исключения попадания под напряжение в трансформаторных подстанциях (ТП), когда вводные коммутационные аппараты, шины со стороны ввода остаются под напряжением со стороны закольцовок.

Кроме того, на объектах электросетевых компаний за последние 10 лет произошло значительное количество несчастных случаев по причинам, связанным с поломками и неисправностями разъединителей.

Все поломки и неисправности разъединителей можно разделить на три категории.

К первой категории относятся случаи, когда у разъединителей в момент их отключения ломались опорные изоляторы и ножи поврежденной фазы не выходили из губок. Электромонтеры, производившие отключение, не замечая поломку (дефекты), обращали внимание только на положение рукоятки и не обнаруживали не отключенного ножа.

Ко второй категории относятся случаи, когда ранее выявленные неполадки на отдельных фазах разъединителей (подгорание контактов и др.) своевременно не устранялись, а ножи разъединителей этих фаз были зашунтированы.

Оперативный персонал не всегда оповещался о произведенном шунтировании разъединителей. Записи в журналах не велись, в оперативных схемах сетей не производились соответствующие изменения.

В результате этого, при отключении разъединителей электромонтеры, производящие операции, не зная об установке перемычек, ошибочно считали, что с участков линий после разъединителей напряжение снято.

Каждый работник электросетевого комплекса, и в первую очередь инженерно- технические работники, должны помнить, что неисправный или зашунтированный разъединитель в схеме электросетей является «ловушкой» для персонала.

К третьей категории относятся случаи неисправности приводов (расцепление тяг, отсутствие устройств, фиксирующих положение разъединителей, их неудовлетворительная регулировка и др.).

Разработка мероприятий по повышению надежности и безопасности при эксплуатации воздушных линий электропередачи с защищенным проводом (ВЛЗ) 6-20 кВ вызвана произошедшими несчастными случаями в ДЗО, а несчастный случай со смертельным исходом с электромонтажником по

силовым сетям и электрооборудованию, произошедший в 2016 году при выполнении работ на отпайке ВЛЗ-10 кВ выявил ряд очень серьёзных проблем системного характера в части безопасного производства работ на защищенных линиях электропередачи ВЛЗ 6-20 кВ.

Особенно, это актуально сегодня, поскольку только в 2014 и в 2015 годах в целом по ДЗО ПАО «Россети» построено (заменено в период техперевооружения и реконструкции) и введено в эксплуатацию 32688,8 км воздушных линий электропередачи с изолированным проводом (ВЛИ) 0,38 кВ и ВЛЗ 6-35 кВ.

При этом, следует отметить, что эти же проблемы отмечаются и при работе на ВЛИ-0,38 кВ, поэтому в СДУ описаны основные технические требования по типам устройств, способам их монтажа и установки на ВЛЗ 6-20 кВ, ВЛИ 0,38 кВ для возможности безопасного производства работ на этих линиях.

Также, за последнее три года в ДЗО участились несчастные случаи при падении опор, как деревянных, так и железобетонных на ВЛ 0,38-10 кВ.

Основными причинами, а также сопутствующими факторами явились недостатки технического обслуживания и ремонта ВЛ, в том числе связанные с технологией безопасного производства работ, и в первую очередь, не учитывающие опасные факторы технического состояния опор из-за прохождения однофазного тока замыкания на землю при подъеме на эти опоры, а также одностороннее тяжение при демонтаже проводов. В СДУ были учтены мероприятия в целях снижения рисков травмирования персонала по вышеизложенным фактам, особенно на опорах ВЛ, нормативный срок эксплуатации которых истек.

В СДУ учтены мероприятия ранее изданных Циркуляров, Методических указаний ОАО РАО «ЕЭС России» и ОРД др. организаций по итогам расследования причин произошедших повреждений оборудования и несчастных случаев. Также пересмотрены отдельные документы с учетом изменившихся требований к конструкции оборудования и мер безопасности при их эксплуатации.

Содержание

1 Общие положения 7
1.1 Назначение и область применения Сборника 7
1.2 Основные термины, определения. Принятые сокращения 8
2 Мероприятия, направленные на повышение надёжности и безопасности при эксплуатации ВЛ 0,38-20 кВ 9
2.1 Выполнение мероприятий на опорах ВЛ, имеющих дефекты, влияющие на надежность и безопасную эксплуатацию 9
2.2 Эксплуатация коммутационных аппаратов наружной установки типа РЛНД 6-20 кВ и низковольтных рубильников типа РПЦ-2 15
2.3 О порядке шунтирования разъединителей 6-20 кВ 19
2.4 Требования безопасности при выполнение работ при расчистке просек ВЛ 20
2.5 Меры безопасности при обесточении (отключении) электроустановок, находящихся под напряжением при возникновении пожара в жилом секторе 21
2.6 Порядок выполнения работ в «бесхозяйных сетях» 22
2.7 Меры безопасности при выполнении работ на участках резервирования электроснабжения автономными источниками электроэнергии 24
3 Повышение надежности и безопасности при эксплуатации ВЛИ-0,38 кВ и ВЛЗ 6-20 кВ 25
3.1 Мероприятия по повышению надёжности и безопасности при эксплуатации ВЛИ-0,38 кВ. 25
3.2 Мероприятия по повышению надёжности и безопасности при эксплуатации ВЛЗ 6-20 кВ. Основные технические решения 28
3.3 Порядок снятия напряжения с ВЛИ-0,38 кВ и ВЛЗ 6-20 кВ при спуске пострадавшего с опоры 35
4 Повышение надёжности при эксплуатации КЛ 6 кВ и выше 38
4.1 Основные требования при прокладке КЛ 6-20 кВ 38
4.2 Мероприятия по повышению надёжности при эксплуатации КЛ 6 кВ и выше 49
Приложение 1 Форма акта обследования опор, имеющих дефекты, влияющие на надежность и безопасность эксплуатации 58
Приложение 2 Технология и меры безопасности выполнения работ при монтаже стоек железобетонных опор в распределительной сети 0,38-20 кВ с применением бурильно-крановой машины (БКМ) 59
Приложение 3 Описание несчастных случаев, происшедших в ДЗО ПАО «Россети» с 2012 года из-за неудовлетворительного технического состояния разъединителей наружной установки типа РЛНД-10 кВ 63
Приложение 4 Перечень нормативных документов, государственных и международных стандартов, требования которых учтены в СДУ 71

1 Общие положения

1.1 Назначение и область применения Сборника

1.1.1 Настоящий СДУ определяет мероприятия, направленные на повышение надёжности и безопасности при эксплуатации электроустановок распределительных сетей 0,38-20 кВ ДЗО ПАО «Россети».

1.1.2 СДУ является локальным нормативным актом, регулирующим вопросы, направленные на повышение надёжности и безопасности при эксплуатации электроустановок распределительных сетей 0,38-20 кВ ДЗО в электросетевом комплексе ПАО «Россети». Все иные локальные нормативные правовые акты, регулирующие данные вопросы, действуют в части, не противоречащей СДУ.

1.1.3 Требования отдельных разделов настоящего СДУ должны вноситься в соответствующие локальные нормативные правовые акты (Стандарты, Инструкции и т.д.) при их разработке и (или) их пересмотре (переработки, внесении изменений).

1.1.4 Проверка требований настоящих директивных указаний должна включаться в программы проведения тематических, целевых и комплексных проверок в рамках СВТК всех уровней управления ДЗО, а также проверок, выполняемых в рамках корпоративного технического надзора.

1.1.5 СДУ устанавливает:

- Дополнительные технические требования к эксплуатации оборудования распределительных сетей 0,38-20 кВ в зависимости от условий производства работ и их характеристик;
- порядок проведения работ на опорах ВЛ, подвергшихся однофазному замыканию на землю;
- дополнительные мероприятия по оценке технического состояния опор перед выполнением работ на ВЛ 0,38-20 кВ, связанных с подъемом на них
- меры безопасности при наличии зашунтированных разъединителей 6-20 кВ;
- порядок выполнения работ в «бесхозяйных сетях»;
- общие меры безопасности при выполнении работ по расчистке просек ВЛ, а также на участках резервирования электроснабжения автономными источниками электроэнергии;
- типовые решения при проектировании ВЛИ 0,38 кВ и ВЛЗ 6-20 кВ;
- мероприятия по повышению надёжности при эксплуатации кабельных линий (КЛ) 6 -35 кВ.

1.1.6 Перечень нормативных документов, государственных и международных стандартов, требования которых учтены в СДУ, приведен в Приложении 4.

1.2 Основные термины, определения. Принятые сокращения

В настоящем Сборнике применены следующие основные термины и определения:

Термин	Описание
Безопасное расстояние	Наименьшее допустимое расстояние между работающим и источником опасности, необходимое для обеспечения безопасности работающего
Пропитанная бумажная изоляция	Многослойная изоляция из лент кабельной бумаги и изоляционного пропиточного состава
Сшитый полиэтилен	Термореактивный материал, полученный посредством химической сшивки термопластичной композиции полиэтилена для улучшения технических характеристик полиэтиленовой изоляции
Частичный разряд	Локализованный электрический разряд, частично шунтирующий изоляцию между проводниками и, который может возникать как в прилегающих, так и в не прилегающих к проводнику объемах изоляции
Электросетевой комплекс	Совокупность объектов электросетевого хозяйства, включая объекты единой национальной электрической сети и распределительные сети

В настоящем Сборнике применены следующие сокращения:

БПИ	Бумажно-пропитанная изоляция
ВЛ	Воздушная линия электропередачи
ВОЛС-ВЛ	Волоконно-оптическая линия связи на воздушных линиях электропередачи
ВЛЗ	Воздушная линия электропередачи напряжением выше 1 кВ и до 20 кВ, выполненная проводами с защитной изолирующей оболочкой - защищенными проводами
ВЛИ	Воздушная линия электропередачи напряжением до 1 кВ, выполненная самонесущим изолированным проводом
ДЗО	Дочерние зависимые общества ПАО «Россети»
ЛЭП	Линия электропередачи
ЛЭТСАР	Лента электроизоляционная термостойкая самослипающаяся резиновая
ОВБ	Оперативно-выездная бригада
ОДГ	Оперативно-диспетчерская группа
ОРБ	Оперативно-ремонтная бригада
ОРД	Организационно-распорядительный документ
ПО	Производственное отделение
ПТЭ	Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей, утверждены приказом Министерства энергетики Российской Федерации от 19 июня 2003 года № 22

ПУЭ	Правила устройства электроустановок, нормативно-технический документ
РДП	Диспетчерский пункт РЭС
РИСЭ	Резервный источник электроснабжения
РМЭС	Район магистральных электрических сетей
РУ	Распределительное устройство
РЭС	Район электрических сетей
СВТК	Система внутреннего технического контроля
СК	Сбытовая компания
СПЭ	Сшитый полиэтилен
ТП	Трансформаторная подстанция
УФ	Ультрафиолет
ЦУС	Центр управлению сетями
ЧР	Частичный разряд
ЭСК	Электросетевой комплекс

2 Мероприятия, направленные на повышение надёжности и безопасности при эксплуатации ВЛ 0,38-20 кВ

2.1 Выполнение мероприятий на опорах ВЛ, имеющих дефекты, влияющие на надежность и безопасную эксплуатацию

2.1.1 Общие положения

2.1.1.1 Одним из факторов риска, влияющим на надежность и безопасность эксплуатации ВЛ 0,38-20 кВ является наличие опор, на которые запрещен подъем в силу их технического состояния:

а) нарушения прочности опоры (элементов опоры):

– загнивание выше допустимого или иные повреждения (изломы, расщепление, обгорание древесины и др.) деревянных опор (элементов опор);

– механические повреждения (трещины в бетоне, оголение и/или повреждение арматуры, сколы и др.) железобетонных опор (элементов опор);

– повреждения железобетонных опор, по которым протекал ток замыкания на землю;

б) нарушения устойчивости опоры:

– опоры, имеющие наклон более допустимого, недостаточное заглубление или иные дефекты фундамента;

– обрыв или ослабление проволочных бандажей;

– промежуточные опоры, имеющие одностороннее тяжение проводов.

2.1.1.2 При выявлении дефектов опоры (в т.ч. при проведении осмотров ВЛ), влияющих на надежность и безопасность эксплуатации, информация в течение одного рабочего дня, опора должна быть внесена в «Перечень особоопасных мест» структурного подразделения в зоне эксплуатационной ответственности которого находится данная ВЛ, в раздел – «Перечень опор, подъем на которые запрещен».

2.1.1.3 Уполномоченным лицом, ответственным за внесение изменения в техническую и оперативную документацию структурного подразделения, должны быть доведены соответствующие изменения по опорам, подъем на которые запрещен в соответствии с «Перечнем особоопасных мест» до сведения всех работников, для которых знание этих документов обязательно.

2.1.1.4 Копия «Перечня особоопасных мест» должна находиться в ОДГ (РДП) РЭС ПО, ЦУС филиала ДЗО (при двухуровневой схеме управления), и использоваться при выписке наряда-допуска и распоряжения на производство работ на ВЛ, а также при выдаче разрешения на подготовку рабочего места и допуск.

2.1.1.5 Перечень опор, имеющих дефекты, указанные в п. 2.1.1.1, должен ежегодно актуализироваться и учитываться при формировании дефектных ведомостей (ведомостей ремонта) для включения физических объемов в годовые план-графики капитального (комплексного) ремонта ВЛ 6-20 кВ.

2.1.1.6 В процессе эксплуатации необходимо:

– сверять списки опор, подъём на которые запрещён, с журналами дефектов, листками осмотров, ведомостями измерений, и производить ознакомление соответствующего персонала;

– оперативно информировать персонал о дефектных опорах, подъем на которые запрещен (в т.ч. в период аварийно-восстановительных работ информировать соответствующий командированный персонал). В ОДГ (РДП) РЭС (ОДС, ЦУС) филиала ДЗО, в управлении которой находится ВЛ, информацию следует передавать в течение рабочего дня в день обнаружения дефекта.

2.1.1.7 На всех опорах, на которые запрещен подъем, должен быть нанесен несмываемой краской предупреждающий (браковочный) знак на высоте 1,5-2 м от уровня земли - полоса красного цвета вокруг тела стойки опоры.

2.1.1.8 На поопорных схемах опоры, на которые запрещен подъем, отмечаются красным цветом.

2.1.2 Требования к персоналу, осуществляющему эксплуатацию ВЛ 0,38-20 кВ

2.1.2.1 В тематику повторных инструктажей для административно-технического, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала обособленных и структурных подразделений ДЗО, организующих и выполняющих работы на ВЛ 0,38-20 кВ, должны включаться вопросы с повторением не менее 1 раза в полугодие по следующим темам:

– требования охраны труда при выполнении работ на ВЛ, связанных с подъемом на опору;

– требования безопасности и недопущение подъема на опоры в случаях возникновения рисков их падения из-за одностороннего или нерасчетного тяжения проводов при выполнении работ на ВЛ;

– требования охраны труда при организации и проведении работ на высоте;

– порядок проведения работ по определению прочности опор и оценке их состояния.

Результаты инструктажей необходимо завершать устным опросом каждого инструктируемого на предмет оценки достаточности усвоенных материалов при проведении инструктажа и регистрировать в Журнале регистрации инструктажа на рабочем месте.

2.1.2.2 Практическая отработка навыков электротехнического персонала РЭС, обслуживающего ВЛ, проверки состояния опор должна осуществляться на учебно-тренировочных полигонах не реже 1 раза в полугодие в рамках проведения Дня охраны труда в период проведения показательных допусков и периодически - при проведении других мероприятий, связанных с обучением персонала.

2.1.2.3 Обучение по диагностике и оценке состояния железобетонных и деревянных опор должно завершаться практической отработкой навыков на учебно-тренировочных полигонах до начала наступления весенне-летней ремонтной компании филиалов ДЗО.

2.1.2.4 В целях снижения рисков производственного травматизма, связанного с падением с высоты, в объем ежегодного технического обучения работников из числа административно-технического, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала обособленных и структурных подразделений ДЗО, организующих и выполняющих работы на ВЛ 0,38-20 кВ следует включать следующие темы:

– «Методы диагностики и оценки состояния железобетонных и деревянных опор»;

– «Правильность подъема на высотные конструкции, создание анкерных точек и устройств, применения систем обеспечения безопасности, выполнения работ»;

– «Оценка исправности применяемых средств индивидуальной защиты от падения с высоты, приспособлений для подъема на опоры, для работы на высоте» согласно разделу 5 «Методических рекомендаций выполнению норм Правил охраны труда при работе на высоте, снижению травматизма от падения с высоты при работах в электроустановках»;

– «Технология безопасного производства работ с доведением примеров возможности потери прочности и излома конструкции стоек, элементов опор и траверс при превышении допустимых нагрузок из-за нарушения мер безопасности и технологии выполнения работ, применение некачественных материалов, неисправных инструментов и приспособлений, в том числе с использованием обзоров травматизма».

2.1.2.5 В итоговые занятия на учебно-тренировочных полигонах должны быть также включены практические вопросы по отработке навыков подъёма на опоры, самостраховки, переходы через траверсы, перемещению по элементам опор и конструкций.

2.1.3 Мероприятия по оценке (диагностике) технического состояния опор перед выполнением работ на ВЛ 0,38-20 кВ

2.1.3.1 Обследование опор, имеющих дефекты, влияющие на надежность и безопасность эксплуатации в РЭС/РМЭС филиалов ДЗО должны осуществляться постоянно-действующими комиссиями этих структурных подразделений в составе не менее трех человек. Председателем комиссии должен назначаться, как правило, руководитель структурного подразделения или лицо, ответственное за безопасную эксплуатацию оборудования, в зоне эксплуатационной ответственности которого находится распределительные сети 0,38-20 кВ.

2.1.3.2 Состав комиссии должен быть утвержден ОРД ПО филиала ДЗО (ОРД филиала ДЗО – при двухуровневой схеме управления).

2.1.3.3 Обследование опор выполняется в плановом порядке и, как правило, должно быть совмещено с плановыми работами по техническому обслуживанию ВЛ.

В случае необходимости проведения неплановых ремонтных работ на ВЛ, связанных с подъемом на опоры, обследование опор должно быть организовано непосредственно перед проведением ремонтных работ согласно раздела 2.1.6.

2.1.3.4 По итогам обследования, комиссией составляется акт по форме Приложения 1.

2.1.3.5 В случае обнаружения дефектов, комиссия должна в акте сделать запись о возможности ее дальнейшей эксплуатации в соответствии с Нормами отбраковки опор и элементов ВЛ, согласно требованиям, указанным в разделе 8 «Типовой инструкции по обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с неизолированным проводом» (далее - РД 153-34.3-20.662-98).

2.1.3.6 При проведении обследования состояния опор рекомендуется использование методов неразрушающего контроля (например, с применением программно-аппаратного комплекса контроля опор «ПАК ЛИС»).

2.1.3.7 По результатам обследования состояния опоры принимается решение о необходимости включения (исключения) опоры в «Перечень опор на которые запрещен подъем», а также определяются необходимые дополнительные меры безопасности согласно п.п.2.1.6.3, 2.1.6.4.

2.1.3.8 В акте должны быть намечены мероприятия по ремонту опор, если выявленные дефекты можно устранить, проведя ремонт опор согласно таблице 4 раздела 11 РД 153-34.3-20.662-98, которые вноситься в Журнал дефектов структурного подразделения, в зоне эксплуатационной ответственности которого находится данная ВЛ.

Сроки выполнения работ по ремонту опор должны быть установлены как, в акте, так и в Журнале дефектов в соответствии с «Указаниями по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38-20 кВ с воздушными линиями электропередачи» (РД 153-34.3-20.573-2001).

2.1.3.9 Опоры, имеющие дефекты, которые могут быть устранены при ремонте (в т.ч. подвергшиеся однофазному замыканию на землю), должны быть

заменены при ремонте ВЛ согласно РД 153-34.3-20.573-2001 или при реконструкции ВЛ согласно Стандарту организации ПАО «Россети» «Планирование и выполнение ремонта. Формирование списка объектов для включения в раздел инвестиционной программы в части технического перевооружения и реконструкции с учетом жизненного цикла продукции» (СТО 34.01-24-002-2015), при этом, подъем на такие опоры и производство работ на них не допускается.

Технология и меры безопасности при монтаже стоек железобетонных опор с применением бурильно-крановой машины приведены в Приложении 2.

2.1.4 Обследование опор ВЛ, подвергшихся однофазному замыканию на землю

2.1.4.1 При проведении обследования опор, подвергшихся однофазному замыканию на землю, необходимо выполнить следующие мероприятия:

– произвести визуальный осмотр по всей длине железобетонной стойки и траверсы каждой опоры (без подъема на опору), на которой имело место однофазное замыкание на землю;

– произвести откопку опоры на глубину, не менее 0,6 м от поверхности земли (работы выполняются по наряду-допуску);

– произвести осмотр подземной части стойки опоры;

– выполнить осмотр мест крепления стойки траверс, оголовников и других частей опоры.

2.1.4.2 При обследовании особое внимание необходимо уделить наличию раковин, отверстий, остеклование бетона, пережога арматуры конструкции тела опоры и следы прохождения однофазного тока замыкания на землю (цвет «побежалости»).

2.1.4.3 В случае обнаружения признаков прохождения однофазного тока замыкания на землю через тело опоры и наличии дефектов (признаков), указанных в п.2.1.4.2, комиссия должна в акте сделать запись о непригодности ее к дальнейшей эксплуатации.

2.1.5 Обследование опор ВЛ на предмет их механической прочности

2.1.5.1 Обследование проводится для оценки технического состояния опор ВЛ, подвергавшихся воздействию нерасчётных гололёдно-ветровых нагрузок, динамическому воздействию от падения деревьев на провода ВЛ. Также может быть проведено обследование опор, вызывающих сомнение в их прочности по другим причинам.

2.1.5.2 При проведении обследования опор, необходимо выполнить следующие мероприятия:

– произвести осмотр стоек, приставок и траверс опор, мест крепления траверс, состояние бандажей и других частей опоры;

– произвести откопку опоры на глубину, не менее 0,6 м от поверхности земли (работы выполняются по наряду-допуску);

– произвести осмотр подземной части стойки опоры;

– выполнить замер загнивания древесины у деревянных опор и проверить отсутствие недопустимых трещин и разрушений бетона у железобетонных опор и приставок, обратно засыпать и утрамбовать грунт.

2.1.6 Мероприятия, необходимые для производства работ, связанных с подъемом на опоры ВЛ

2.1.6.1 При выдаче нарядов-допусков на плановые работы на ВЛ, связанные с подъемом людей на опоры, необходимо учитывать результаты предварительной оценки технического состояния опор ВЛ и их способности выдерживать дополнительные нагрузки (сверки с перечнем опор, подъём на которые запрещен, оценки результатов работ по техническому обслуживанию ВЛ, материалов технических освидетельствований и обследований ВЛ, а также проектных документов на ВЛ).

2.1.6.2 Перед выполнением работ на ВЛ, связанных с подъемом на опору необходимо проводить оценку ее технического состояния. При оценке технического состояния необходимо выполнить следующие мероприятия:

– провести проверку грунта вокруг опоры с целью выявления оседания или вспучивания грунта, проверить отсутствие недопустимого наклона опоры;

– осмотреть состояние проволочных бандажей;

– перед подъемом на опору проводить проверку её прочности: откопать опору на глубину не менее 0,6 м (с проверкой степени загнивания древесины у деревянных опор и отсутствия недопустимых трещин и разрушений бетона у железобетонных опор и приставок), обратно засыпать и утрамбовать грунт.

2.1.6.3 При выявлении нарушения механической прочности опоры (несущих элементов опоры) работы должны проводиться только с применением подъемных сооружений (подъемников, вышек). Подъем персонала на данные опоры с применением когтей, лазов не допускается.

2.1.6.4 При выявлении нарушения устойчивости опор (в т.ч. при наличии одностороннего тяжения проводов) для выполнения работ могут применяться подъемные сооружения или должны быть приняты следующие дополнительные меры:

– работы проводятся с назначением ответственного руководителя работ, под его непосредственным надзором на месте производства работ;

– работы проводятся по технологическим картам (проектам производства работ), определяющим меры безопасности (использование раскрепляющих устройств, подставных опор и др.), исключающих (компенсирующих) потерю устойчивости.

2.1.6.5 Подъем персонала на опоры, отслужившие нормативный срок службы, без применения подъемных сооружений (подъемников, вышек), до проведения обследования согласно разделу 2.1.3, подтверждающего исправное состояние опоры, не допускается.

2.1.6.6 Замена неизолированного провода на самонесущий и защищенный, а также провода меньшего сечения на провод большего сечения на ВЛ 0,38-20 кВ с опорами, у которых срок эксплуатации превышает нормативный не допускается.

Работы по замене провода меньшего сечения на провод большего сечения могут выполняться в отдельных пролетах без подъема на опору, с последующим занесением данных опор в «Перечень особоопасных мест» («Перечень опор, подъем на которые запрещен») и доведением данной информации до соответствующего обслуживающего персонала, под роспись.

2.1.6.7 При работах по замене, перетяжке проводов необходимо исключить появление одностороннего тяжения проводов на промежуточных опорах не рассчитанных на одностороннее тяжение, при этом старые провода необходимо отсоединять поочередно и только после монтажа (подвеса) новых проводов. Если невозможно исключить одностороннее тяжение, должны быть приняты меры безопасности согласно п.2.1.6.4.

2.1.6.8 Замену (перетяжку) провода следует проводить пофазно, поочередно меняя стороны (сначала провод одной фазы с одной стороны опоры, затем провод то же или другой фазы с другой стороны опоры).

2.1.6.9 При обнаружении признаков прохождения тока однофазного замыкания на землю, опора относиться к числу тех, на которые запрещен подъем, при этом работы на данной опоре должны проводиться только с применением подъемных сооружений.

2.1.6.10 В случае удовлетворительной оценки технического состояния опор, у которых не истек нормативных срок эксплуатации, но имеются дефекты, эксплуатация которых допускается согласно разделам 8, 11 РД 153-34.3-20.662-98, выполнение работ на ВЛ должно проводиться с применением раскрепляющих устройств или подъемных сооружений (подъемников, вышек).

2.1.6.11 Запрещается подниматься на опоры, вызывающие сомнение в их прочности. Работы на таких опорах необходимо выполнять с применением подъемных сооружений (вышка, подъемник). Работы на опорах с нарушением устойчивости можно выполнять только после принятия мер по предотвращению их падения (применение раскрепляющих устройств, оттяжек и т.п.).

2.1.6.12 Подъемные сооружения необходимо устанавливать в стороне от оси ВЛ (не под проводами).

2.1.6.13 Порядок оценки технического состояния перед непосредственным выполнением работ на ВЛ, а также условия, указанные в п.п.2.1.6.5-2.1.6.12 настоящих СДУ, должна включаться в технологические карты на конкретные виды работ по монтажу (демонтажу) проводов и линейной арматуры на опорах ВЛ 0,38-20 кВ, в том числе на ВЛИ, ВЛЗ.

2.2 Эксплуатация коммутационных аппаратов наружной установки типа РЛНД 6-20 кВ и низковольтных рубильников типа РПЦ-2

2.2.1 Общие требования

2.2.1.1 Одним из факторов риска, влияющим на надежность и безопасность эксплуатации коммутационных аппаратов, устанавливаемых в сети 0,38-20 кВ является:

а) наличие разъединителей (6-20 кВ), на оперирование которыми введены ограничения (запрет):

– под нагрузкой (с учетом конструкции и допустимых токов коммутации);

– под напряжением (в случае неисправного контура заземления, либо несоответствия сопротивления заземляющего устройства контура требованиям ПУЭ, отсутствия/нарушения фазировки линии);

– полный запрет (из-за неисправности привода, дефектов изоляторов);

– зашунтированные разъединители.

б) наличие неисправных коммутационных аппаратов 0,38 кВ.

2.2.1.2 При выявлении травмоопасных дефектов и неисправностей разъединителей или иных коммутационных аппаратов, информация в течение одного рабочего дня, должна быть внесена в «Перечень особоопасных мест» структурного подразделения, в зоне эксплуатационной ответственности которого находится данный разъединитель, в раздел – «Коммутационные аппараты, которыми запрещено оперирование», с ознакомлением соответствующего административно-технического, оперативного, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала, под роспись. Выявленные травмоопасные дефекты должны устраняться в кратчайшие сроки.

2.2.1.3 Копия «Перечня особоопасных мест» должна находиться в ОДГ (РДП) РЭС ПО, ЦУС филиала ДЗО (при двухуровневой схеме управления), и использоваться при выписке наряда-допуска и распоряжения на производство работ, а также при выдаче разрешения на подготовку рабочего места и допуск лицом, выдающим разрешение на подготовку рабочего места и допуск.

2.2.1.4 В целях исполнения Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок и безопасного производства работ на ВЛ, устанавливается следующий порядок заземления участка ВЛ 6-20 кВ:

– при наличии в схеме сети 6-20 кВ РУ с заземляющими ножами в сторону выводимого в ремонт участка ВЛ, в первую очередь включаются эти заземляющие ножи;

– при отсутствии в схеме выводимого участка ВЛ заземляющих ножей, в качестве оперативного заземления, указанного в таблице мер безопасности наряда-допуска или определённых распоряжением, устанавливается комплект переносных заземлений без подъёма на опору ВЛ в местах со стационарным, периодически проверяемым контуром заземления с сопротивлением не более 10 Ом. Места для установки оперативных заземлений должны быть определены руководством РЭС и внесены в оперативные схемы;

– при установке переносного заземления на ВЛ:

✓ при обнаружении неисправностей контура заземления опоры использовать инвентарный переносной заземлитель;

✓ порядок и последовательность проверки отсутствия напряжения и установки заземления должен учитывать расположение проводов и исключать приближение человека к незаземлённым токоведущим частям, а также спускам переносного заземления в процессе его установки на расстояние менее

допустимого, а также переносного заземления к токоведущим частям без проверки отсутствия напряжения на них.

2.2.2 Мероприятия, направленные на предупреждение несчастных случаев, связанных с неисправностью РЛНД 6-20 кВ

2.2.2.1 Инженерно-технические осмотры находящихся в эксплуатации разъединителей типа РЛНД 6-20 кВ должны проводиться выборочно, но не реже 1 раза в год одновременно с выборочным осмотром отдельных ВЛ (участков) и всех разъединителей типа РЛНД 6-20 кВ, находящиеся на ВЛ (участков ВЛ), подлежащих капитальному ремонту ВЛ.

2.2.2.2 При выводе в ремонт участка ВЛ 6-20 кВ, на котором смонтирован линейный разъединитель, с целью определения его исправности и технического состояния, предусматривать опробование разъединителя путём трёхкратного включения и отключения с контролем вхождения ножей в неподвижные контакты и работы привода.

2.2.2.3 В период эксплуатации необходимо проводить анализ эксплуатационной документации ТП 6-20/0,4 кВ и ВЛ 6-20 кВ на предмет своевременного выполнения требуемых нормативными документами и документами заводов-изготовителей работ по техническому обслуживанию и ремонту линейных разъединителей наружной установки 6-20 кВ.

Вопросы проверки эксплуатационной документации должны включаться в программы тематических, целевых и комплексных проверок и осуществляться в сроки, установленные в рамках СВТК ДЗО.

2.2.2.4 В целях повышения надежности и безопасности эксплуатации и исключения эксплуатации дефектных разъединителей типа РЛНД 6-20 кВ в ДЗО должны быть выполнены следующие мероприятия, реализация которых должна осуществляться за счет средств производственных программ (ремонтной и инвестиционной):

– вынесение разъединителей ответвлений ВЛ 6-20 кВ, установленных на опорах магистрального участка ВЛ, на первые опоры этих ответвлений. До момента выноса эти разъединители должны быть включены в «Перечни особоопасных мест» и разработаны мероприятия по безопасному выполнению работ на указанных разъединителях;

– обеспечивать монтаж разъединителей наружной установки на границах балансовой принадлежности с потребителями на отпайках ВЛ 6-20 кВ для исключения необходимости операций на оборудовании потребителя при поиске мест повреждений;

– выполнение замены разъединителей, на оперирование которыми введены ограничения (запрет), в т.ч. на линейные разъединители нового поколения серии РЛКВ-10 (прежде всего взамен часто отключаемых разъединителей), вертикальной установки (что позволяет обеспечить более качественный визуальный контроль отключенного положения);

2.2.2.5 В тематику ежегодной программы инструктажей для оперативного, оперативно-ремонтного и ремонтного персонала РЭС должны включаться вопросы по:

– порядку осмотра разъединителей ВЛ 6-20 кВ, в т.ч. на предмет выявления травмоопасных дефектов;

– оперированию разъединителей при переключениях на ВЛ 6-20 кВ и осмотру изоляторов, ножей, шлейфов после производства переключений.

2.2.2.6 В перечень вопросов по проверке знаний соответствующего персонала РЭС должны включаться вопросы по разделу 6 «Основные неисправности элементов ВЛ 0,38-20 кВ» РД 153-34.3-20.662-98.

2.2.3 Эксплуатация низковольтных рубильников типа РПЦ-2

2.2.3.1 Не допускается эксплуатация низковольтных рубильников типа РПЦ-2, 250А У3 (изготовитель «АВК-Энерго» г. Москва) при наличии следующих дефектов, выявленных при эксплуатации рубильников типа РПЦ-2:

– наличие трещин, сколов на изоляторах поворотного вала тяги привода рубильников;

– отсутствие фиксированного крепления вала привода.

2.2.3.2 Одним из опасных дефектов, который может привести к повреждению оборудования и несчастным случаям в случае непроведения проверочных действий отключенного положения рубильников типа РПЦ-2 при выводе отходящих линий 0,38 кВ в ТП ремонт, является дефект, указанный на рис.1, 2.

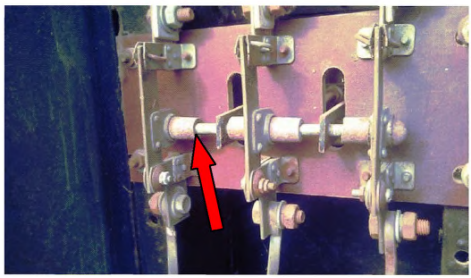


Рис. 1. Контакты рубильника в нормально включённом положении (Рубильник РПЦ-2, 250А У3)

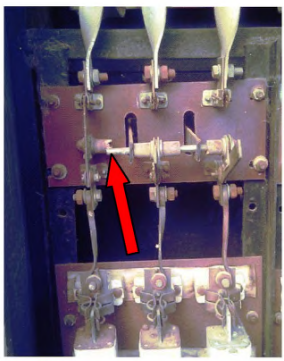


Рис. 2. Контакты рубильника в отключенном положении (произошел излом, одна фаза осталась не отключенной)

2.2.3.3 В РЭС должен быть организовать осмотр ТП на предмет наличия низковольтных рубильников типа РПЦ-2, 250А У3 (изготовитель «АВК-Энерго» г. Москва), по итогам которого, в случае их выявления, техническим руководителем филиала ДЗО должны быть приняты технические решения о возможности дальнейшей эксплуатации рубильников данного типа, и приняты меры по замене их на рубильники другого типа в кратчайшие сроки.

До их замены, рубильники типа РПЦ-2 должны быть включены в «Перечень особоопасных мест» обособленных и структурных подразделений ДЗО, организующих и выполняющих работы в распределительных сетях 0,38-20 кВ, при этом в данном перечне должны быть прописаны дополнительные меры безопасности при подготовке рабочего места и допуске для безопасного выполнения работ на ВЛ и ТП.

2.2.3.4 В целях надлежащей подготовки персонала для выполнения работ на ВЛ-0,38 кВ и оборудовании ТП в программу ежегодного технического обучения персонала РЭС, осуществляющего оперативное и техническое обслуживание распределительных сетей 0,38-20 кВ, в том числе осуществляющего ограничение потребителей по заявкам СК, должны включаться следующие вопросы:

– типы и компоновка низковольтных рубильников 0,38 кВ в ТП, порядок проведения осмотра и выявления дефектов;

– порядок организации и оформления незначительного объема работ в электроустановках РЭС (замена рубильников, автоматов, предохранителей, включая работы в электроустановках потребителей и т.д.);

– порядок выполнения ограничений потребителей по заявкам сбытовых компаний (подача и оформление заявки, выдача наряда-допуска, распоряжения, подготовка рабочего места, включая установку переносного заземления на ВЛ 0,38-10 кВ с применением комплектов заземления без подъема на опору и средств защиты от падения с высоты);

– порядок подготовки рабочих мест, включая порядок выполнения оперативных переключений, с обязательным разбором последовательности выполнения операций с коммутационными аппаратами и проверочными действиями;

– порядок передачи по смене и ознакомления персонала с отклонениями от нормальной схемы сети, в т.ч. порядок и ответственность за внесение изменений в соответствующие схемы и эксплуатационную документацию.

2.3 Порядок шунтирования разъединителей 6-20 кВ

2.3.1 Мероприятия по предупреждению несчастных случаев при эксплуатации и ремонте разъединителей в распределительных сетях 6-20 кВ

2.3.1.1 Установка шунтирующих перемычек на разъединителях 6-20 кВ при их повреждении не допускается.

2.3.1.2 При повреждении контактных частей в случае невозможности незамедлительного ремонта разъединитель должен быть демонтирован.

2.3.1.3 В отдельных исключительных случаях по письменному распоряжению технического руководителя филиала ДЗО разрешается шунтирование разъединителей при соблюдении следующих условий:

– на срок не более трех суток с обязательной записью в оперативных журналах диспетчера ОДГ (РДП) и ОВБ (ОРБ) РЭС;

– в распоряжении должны быть назначены лица, ответственные за приведение разъединителей к нормальной схеме, и срок выполнения;

– работу по шунтированию разъединителей производить только по наряду-допуску с обязательным демонтажем тяг привода и запиранием его на замок;

– на время шунтирования ножей разъединителя на рукоятке привода вывешивать плакат «Внимание – ШУНТ!», запрещающий оперативному и оперативно-ремонтному персоналу оперирование шунтированным разъединителем;

– на время шунтирования ножей разъединителя на мнемосхеме (оперативной схеме) вывешивается (выставляется) знак «Внимание – ШУНТ!»;

– после шунтирования разъединителя незамедлительно вносить в оперативные схемы, в том числе на мнемосхему, соответствующие изменения и данный коммутационный аппарат считать недействующим, с ознакомлением соответствующего персонала под роспись;

– внесение шунтированных разъединителей в «Перечень особоопасных мест», списки из которого должны находиться на ОДГ (РДП) РЭС, с которым под роспись должен быть ознакомлен весь персонал, в зоне обслуживания которого находятся распределительные сети 0,38-20 кВ данного РЭС.

2.3.1.4 При проведении оперативных переключений должна быть обеспечена обязательная проверка положения разъединителей не только по положению рукоятки привода, но и по фактическому положению ножей, обращая особое внимание на целостность изоляторов до и после включения.

2.3.1.5 При проведении осмотров, в том числе перед проведением оперирования разъединителем необходимо проверить правильность подсоединения проводов линий электропередачи к разъединителям, чтобы исключить возможность их шунтирования из-за ошибок и конструктивных недостатков.

2.3.1.6 Требования по шунтированию разъединителей должны быть включены в инструкции по охране труда для всех профессий и видов работ при эксплуатации разъединителей в распределительных сетях 0,38-20 кВ.

2.4 Требования безопасности при выполнении работ при расчистке просек ВЛ

2.4.1 Общие требования

2.4.1.1 До допуска к проведению работ на ВЛ должно быть проведено обучение персонала, который может быть в дальнейшем привлечён к аварийно-восстановительным работам в соответствии с должностными обязанностями, правилам безопасного производства лесосечных работ, уделив особое внимание

обучению валке деревьев моторными пилами, в т.ч. при разработке ветровально - буреломных лесосек и горельников, просек деревьев, подверженных гололёдным и снежным отложениям.

2.4.1.2 При объективной необходимости экстренного восстановления электроснабжения потребителей (социально-значимые объекты, важные государственные объекты) допускается в исключительных случаях проводить на отключенной и заземленной ВЛ расчистку просек в ночное время при отсутствии массовых повреждений, падений, изломов деревьев и опор производить снятие веток, валку отдельных деревьев на просеке под непосредственным руководством ответственного руководителя работ и обеспечении освещения рабочего места и возможных опасных зон в месте работ. При необходимости подъёма на высоту следует использовать вышки, подъёмники.

2.4.2 Меры безопасности при выполнении работ

2.4.2.1 Исключить расчистку просек (валку деревьев), обрубку сучьев:

- в горных лесосеках при скорости ветра свыше 8,5 м/с;
- в равнинной местности при скорости ветра свыше 11 м/с;
- во время ливневого дождя, при грозе, сильном снегопаде и тумане, если видимость составляет в равнинной местности менее 50 м, в горной - менее 60 м;
- в ночное время (за исключением машинной валки специальными машинами обученным персоналом с соблюдением требований п.п.106-113 Правил по охране труда в лесозаготовительном, деревообрабатывающем производствах и при проведении лесохозяйственных работ);
- летом на болотах.

2.4.2.2 Работы по расчистке ветровально-буреломных лесосек и горельников, просек деревьев, подверженных гололёдным и снежным отложениям, имеющих многочисленные опасные зоны выполнять, как правило, с назначением ответственного руководителя за безопасное производство работ, в обязанности которого входит в том числе определение опасных зон (возможность падения деревьев, веток, дефектных элементов ВЛ и пр.) и контроль за работой бригады, местонахождением персонала во время расчистки трассы.

2.4.2.3 При возможности падения деревьев, веток на провода ВЛ при расчистке трассы, производить предварительное обследование состояния опор и при необходимости их укреплять. Исключить нахождение персонала в опасной зоне возможного падения опоры, деревьев (сучьев) при проведении расчистки трассы.

2.5 Меры безопасности при обесточении (отключении) электроустановок, находящихся под напряжением при возникновении пожара в жилом секторе

2.5.1 Общие требования

2.5.1.1 Токоведущие части электроустановок, находящиеся под напряжением, отключаются (обесточиваются) и заземляются при пожаре работниками, эксплуатирующими электроустановку из числа оперативного или оперативно-ремонтного персонала, имеющими соответствующую квалификацию и допуск к работе, самостоятельно или по указанию руководителя тушения пожара.

2.5.2 Порядок отключения электрических сетей и электроустановок выше 0,38 кВ

2.5.2.1 Электрические сети и установки под напряжением выше 0,38 кВ отключают работники эксплуатирующей организации с выдачей письменного разрешения (допуска) к тушению пожара. Пожарные автомобили и пожарные стволы должны быть заземлены при подаче пены или воды на тушение электроустановки личным составом пожарных подразделений, участвующим в тушении пожара.

2.5.3 Порядок отключения электрических сетей и электроустановок до 0,38 кВ

2.5.3.1 Электрические провода и иные токоведущие части, находящиеся под напряжением до 0,38 кВ включительно, отключаются по указанию руководителя тушения пожара в случаях, если они:

– опасны для людей и участников тушения пожара и проведения аварийно-спасательных работ;

– создают опасность возникновения новых очагов пожара.

2.5.3.2 Отключение токоведущих частей осуществляется работниками эксплуатирующей организации, имеющими соответствующую квалификацию и допуск к работе в электроустановке.

2.5.3.3 Отключение электропроводов путем резки допускается при фазном напряжении сети не выше 220 В и только тогда, когда иными способами нельзя обесточить сеть.

В случаи резки проводов линий электропередачи или связи, опоры на которых проводится резка, во избежание их падения из-за одностороннего или нерасчетного тяжения должны быть предварительно укреплены, установлена и огорожена опасная зона возможного падения опоры, в которой запрещено нахождение людей. Резка провода с подъемом человека на такую опору запрещена.

2.6 Порядок выполнения работ в «бесхозяйных сетях»

2.6.1 Общие требования

2.6.1.1 Данные требования определяют организацию работ персонала ДЗО в бесхозяйных электроустановках или электроустановках, владелец, которых не имеет персонала, допущенного к их обслуживанию, в целях предупреждения нарушения действующих Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок при восстановлении электроснабжения

потребителей и (или) ликвидации аварийного режима в электрических сетях ДЗО.

2.6.1.2 Данные требования могут также применяться персоналом ДЗО при выполнении заявок СК по введению режимов ограничения (прекращения) подачи электроэнергии потребителям СК, в том числе опосредованно присоединенных к сетям сетевой организации (субабонентов).

2.6.1.3 Решение о необходимости выполнения работ в бесхозяйных электроустановках или электроустановках, владелец которых не имеет персонала, допущенного к их обслуживанию, может принимать руководитель филиала ДЗО, начальник ПО филиала (при трехуровневой схеме управления), а в его отсутствие главный инженер по письменному обращению владельца или другого заинтересованного лица, например, представителя муниципальной администрации, на территории которой расположена электроустановка (далее - другого лица).

2.6.1.4 В письме на имя владельца электроустановки, который не имеет персонала, допущенного к их обслуживанию или другого лица должно быть указано о возможности предоставления прав персоналу соответствующего обособленного или структурного подразделения ДЗО прав оперативно-ремонтного персонала и выполнения оперативных переключений в электроустановке владельца, необходимых для восстановления электроснабжения потребителей и (или) ликвидации аварийного режима в сетях этих подразделений ДЗО, после проведения соответствующих процедур, изложенных в разделе 2.6.2.

2.6.2 Порядок организации работ

2.6.2.1 Руководитель филиала или ПО, принявший решение о необходимости и возможности выполнения работ подписывает сопроводительное письмо на имя владельца электроустановки или другого лица, в котором указывает для чего направляется бригада, а также работников, которым предоставлены права допускающего, выдающего наряд, ответственного руководителя работ (им в данном случае может быть только лицо из числа административно-технического персонала: начальник, заместитель начальника, начальник группы, старший мастер службы ПС или РЭС, персонал которого должен выполнять работу), производителя работ, членов бригады.

2.6.2.2 Прибыв на место производства работ, вместе с перечисленными в письме лицами, ответственный руководитель работ и допускающий вручают письмо владельцу электроустановки или другому лицу.

2.6.2.3 Ответственный руководитель работ изучает схему и компоновку электроустановки, затем проводит лицам, ответственным за безопасное производство работ первичный инструктаж по устройству и схеме питания электроустановки с оформлением в журнале инструктажа на рабочем месте.

2.6.2.4 После получения инструктажа, выдающий наряд производит выписку наряда (любые работы на чужих электроустановках проводятся по наряду) на порученную работу.

2.6.2.5 В соответствии с нарядом, допускающий, совместно с ответственным руководителем работ подготавливает рабочее место и допускает бригаду к работе. После окончания работы он же включает электроустановку в работу.

2.6.2.6 Все операции по подготовке рабочего места, допуск бригады к работе, окончание работ и т.д. фиксируются в специальном оперативном журнале РЭС, службы ПС для работы в электроустановках, не принадлежащих ДЗО.

2.6.2.7 Если данная электроустановка защитана от сетей ДЗО, то переключения в этих сетях проводятся в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок с записью в вышеуказанном оперативном журнале.

2.7 Меры безопасности при выполнении работ на участках резервирования электроснабжения автономными источниками электроэнергии

2.7.1 Общие требования

2.7.1.1 Считать все линии до 1000 В общего назначения, к которым подключены потребители физических лиц, РУ до 1000 В ТП 6-20/0,4 кВ присоединениями, к которым подключены РИСЭ до того момента, когда будут утверждены нормативно - правовые документы о необходимости регистрации и согласовании схем подключения РИСЭ (в т.ч. потребителей физических лиц) с сетевыми организациями и выполнения проверок этих подключений.

2.7.1.2 Размещать в СМИ, в местах массового пребывания людей информацию об опасности подключения РИСЭ к внутренним сетям с нарушениями нормативных требований, недопущению несогласованного с энергоснабжающей организацией подключения РИСЭ к сети общего пользования (в любых режимах её работы), опасности для окружающих незаконных схем подключения и ответственности за такие действия. К информации прилагать типовые схемы подключения РИСЭ к внутренним сетям потребителя.

2.7.2 Меры безопасности при выполнении работ

2.7.2.1 При выполнении работ на ВЛ до 1000 В после проведения необходимых отключений, проверки отсутствия напряжения устанавливать оперативное заземление (дополнительно к требованию устанавливать заземление на рабочем месте) в месте с проверенным и надёжным стационарным заземлителем (контуром заземления), не мешающем выполнению работ, при которых может быть нарушен контакт заземления с проводом или заземлителем.

2.7.2.2 Выполнение работ в РУ до 1000 В ТП 6-20/0,4 кВ осуществляется при отключенном положении всех коммутационных аппаратов ЛЭП (фидеров) и установке заземлений со стороны всех ЛЭП.

2.7.2.3 На ВЛ (участках ВЛ) до 20 кВ, выведенных в ремонт, в т.ч. 6-20 кВ, имеющих подключённые ТП 6-20/0,4 кВ, учитывая возможность появления

напряжения от незарегистрированных РИСЭ физических лиц, в том числе напряжения обратной трансформации через ТП 6-20/0,4 кВ, все работы, связанные с разрывом электрически связанного участка (соединение и разъединение шлейфов, провода, сварка петель и пр.) должны выполняться с проверкой отсутствия напряжения и установкой заземления с обеих сторон разрыва. На ВЛ 0,4 кВ данными заземлениями могут считаться дополнительно установленные заземления по п.2.7.2.1.

При отсутствии технической возможности установки заземления (например, при монтаже или замене вводов в здания) необходимо применять дополнительные меры безопасности (закорачивание кабеля, применение изолирующего инструмента, изолирующих колпаков, диэлектрических перчаток и др.).

2.7.2.4 Подключение резервных передвижных РИСЭ к сетям без принятия мер по расшиновке фрагмента сети со всех сторон по всем классам напряжений (при затяжных аварийно-восстановительных работах, паводке) не допускается.

3 Повышение надежности и безопасности при эксплуатации ВЛИ-0,38 кВ и ВЛЗ 6-20 кВ

3.1 Мероприятия по повышению надёжности и безопасности при эксплуатации ВЛИ-0,38 кВ.

3.1.1 Нагрузочная способность воздушных линий напряжением 0,38 кВ с изолированными проводами (СИП)

3.1.1.1 Длительно допустимая температура нагрева токопроводящих жил током не должна превышать 70 °С для проводов, изолированных термопластичным полиэтиленом, и 90 °С для проводов, изолированных сшитым полиэтиленом.

3.1.1.2 Длительно допустимые токовые нагрузки на провода зависят от их сечения, температуры окружающей среды и интенсивности солнечной радиации.

3.1.1.3 Кратковременно допустимая температура жил при коротких замыканиях не должна превышать 130 °С для проводов с изоляцией из термопластичного и 250 °С - с изоляцией из СПЭ. При неравномерной нагрузке фаз линии проверка на длительно допустимые токи производится для наиболее загруженной фазы.

3.1.1.4 Замер нагрузок на ВЛИ должен производиться ежегодно при максимуме нагрузок по графику, утверждаемому главным инженером РЭС. Величина длительно допустимой нагрузки на линию и результаты измерений должны храниться в паспорте ВЛИ.

3.1.2 Заземления. Защита от перенапряжений

3.1.2.1 Заземления для защиты от атмосферных перенапряжений выполняются:

– на опорах с ответвлениями к вводам в помещения, в которых может быть сосредоточено большое количество людей (школы, ясли, больницы и др.) или представляющих большую хозяйственную ценность (животноводческие помещения, склады, мастерские и др.);

– на концевых опорах, имеющих ответвления к вводам, при этом наибольшее расстояние от соседнего заземления, этих же линий должно быть не более 100 м - для районов со среднегодовым числом часов гроз, до 40 и 50 м - для районов со среднегодовым числом часов гроз более 40;

– за 50 м от конца линии, как правило, на предпоследней опоре;

– на опорах в створе пересечения с воздушными линиями более высокого напряжения.

3.1.2.2 Повторные заземления нулевого провода для воздушных линий с изолированными проводами выполняются как и для воздушных линий 0,38 кВ на деревянных и железобетонных опорах.

3.1.2.3 Общее сопротивление растеканию тока заземлителей линии (в том числе и естественных) в любое время года должно быть не более 10 Ом.

3.1.2.4 Заземляющие проводники для повторных заземлений и заземлений для защиты от атмосферных перенапряжений следует выполнять из круглой стали или проволоки диаметром не менее 6 мм. При применении неоцинкованных заземляющих проводников необходимо предусматривать меры по защите их от коррозии.

3.1.2.5 Корпуса светильников уличного освещения, ящиков, щитков и шкафов, а также все металлоконструкции опор должны быть занулены. На железобетонных опорах для связи с заземлителем следует использовать арматуру стойки и подкоса (при наличии). На деревянных опорах (конструкциях) крепежная арматура не заземляется, за исключением опор, на которых выполнено повторное заземление нулевого провода или заземление для защиты от атмосферных перенапряжений.

3.1.2.6 Крюки и штыри деревянных опор ВЛ, а также металлических и железобетонных опор при подвеске на них СИП с изолированным несущим проводником или со всеми несущими проводниками жгута заземлению не подлежат, за исключением крюков и штырей на опорах, где выполнены повторные заземления и заземления для защиты от атмосферных перенапряжений.

3.1.2.7 В целях организации безопасного выполнения работ на ВЛИ согласно Правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок, для проверки отсутствия напряжения и заземления следует предусматривать установку специальных прокалывающих зажимов со стационарными разъемами (адаптерами) на первых опорах, на концевых опорах, на анкерных опорах, на отпаечных опорах, на промежуточных опорах, при условии возможности в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок выделить участок линии не более 2 км.

3.1.2.8 Пример установки переносного заземления на проводе СИП указан на рис. 2.

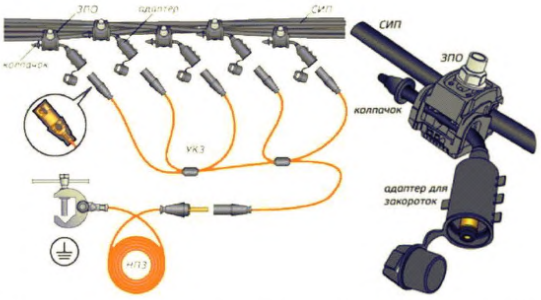


Рис.2. Пример установки переносного заземления на проводе СИП

3.1.2.9 Заземляющие устройства защиты от грозовых перенапряжений рекомендуется совмещать с повторным заземлением PEN-проводника

3.1.3 Проведение испытаний ВЛИ

3.1.3.1 ВЛИ должны испытываться перед вводом в эксплуатацию, а также в процессе эксплуатации.

3.1.3.2 В процессе эксплуатации испытания проводятся:

– первое, через год после включения линий в работу;

– последующие, при необходимости (после ремонта, реконструкции, подключения новых нагрузок и т.п.);

– отдельные виды испытаний, с указанной ниже периодичностью.

3.1.3.3 Испытания изоляции жил СИП, изоляции их соединений и ответвлений от них выполняются при необходимости, но не реже 1 раза в 6 лет.

3.1.3.4 Измерение общего сопротивления всех заземлителей нулевого провода, а также отдельных заземлителей у опор, имеющих наружные спуски с доступными с земли болтовыми соединениями, проводятся не реже 1 раза в 6 лет. Измерения должны выполняться в периоды наибольшего высыхания грунта.

3.1.3.5 Выборочный контроль состояния заземлителей с замером сопротивления и с их раскопкой производится выборочно на 2 % железобетонных опор в местах возможного их повреждения, в агрессивных грунтах, в населенной местности - после монтажа, переустройства, ремонтов, а также не реже 1 раза в 12 лет.

Элемент заземлителя должен быть заменен, если разрушено более 50 % его сечения.

3.1.3.6 Измерение тока однофазного короткого замыкания на нулевой провод проводится при изменении длины или сечения проводов ВЛИ (или ее участков), но не реже 1 раза в 12 лет. Результаты испытаний оформляются протоколом и заносятся в паспорт линии.

3.1.4 Поиск и устранение повреждений на воздушных линиях с изолированными проводами

3.1.4.1 Работы по поиску повреждения изоляции СИП осуществляются для определения жил с поврежденной изоляцией и места повреждения.

3.1.4.2 Определение поврежденных жил производится путем испытания изоляции каждой токоведущей жилы относительно нулевого провода и между токоведущими жилами.

3.1.4.3 Испытания проводятся мегомметром на 2500 В после отсоединения (отключения) от линии всех потребителей.

3.1.4.4 Методы определения мест повреждения на ВЛИ-0,38 кВ такие же, как и для кабельных линий. Для определения зоны повреждения применяют импульсный метод, а места повреждения - индукционный и акустический методы.

3.1.4.5 После проведения испытаний СИП все провода должны кратковременно заземляться для снятия зарядного тока.

3.1.4.6 При обрыве СИП в результате падения дерева, наезда транспорта и других причин ремонт должен производиться путем монтажа ремонтной вставки из СИП. При этом, сечение жил ремонтной вставки должно быть не меньше сечения поврежденных жил.

3.1.4.7 Ремонтная вставка монтируется следующим образом:

– нулевая несущая жила самонесущего изолированного провода соединяется с помощью овальных соединителей марки СОАС, которые монтируются методом опрессования;

– фазные и фонарная жилы соединяются с помощью соединительных или ответвительных зажимов, при этом они должны разноситься по длине СИП.

3.1.4.8 При фазировке СИП следует использовать имеющуюся заводскую разметку фаз.

3.1.4.9 Восстановление изоляции провода при небольших ее повреждениях выполняется самосклеивающейся термостойкой лентой типа ЛЭТСАР ЛП, ЛЭТСАР ЛПм, применяемой при монтаже кабельных линий.

3.2 Мероприятия по повышению надёжности и безопасности при эксплуатации ВЛЗ 6-20 кВ. Основные технические решения

3.2.1 Общие требования

3.2.1.1 Устройства для временного заземления ВЛЗ 6-20 кВ устанавливаются с целью безопасного производства работ в период технического обслуживания и ремонта ВЛЗ.

3.2.1.2 Устройства устанавливаются в период нового строительства ВЛЗ 6-20 кВ, реконструкции и технического перевооружения ВЛ, в том числе, связанного с заменой неизолированного провода на защищенный, и должны включатся в технические задания при проектировании вышеуказанных линий.

3.2.2 Типы стационарно устанавливаемых устройств на ВЛЗ 6-20 кВ. Технические требования к ним

3.2.2.1 Для установки переносных заземлений на ВЛЗ 6-20 кВ должны применяться специальные стационарно установленные устройства (прокалывающие зажимы) переносного заземления, устанавливаемые на провода ВЛЗ.

3.2.2.2 Основные требования к прокалывающим зажимам для переносных заземлений на ВЛЗ 6-20 кВ указаны в разделе 5.1 СТО 34.01-30.1-001-2016.

3.2.2.3 В качестве устройств, используемых для наложения переносных заземлений при подготовке рабочих мест для выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту ВЛЗ 6-20кВ могут применяться:

– Устройства для временного заземления производителя ООО «НИЛЕД» российский филиал французской фирмы NILED тип СЕ-3;

– Устройства для временного заземления производителя фирмы ENSTO типа SE 20.3;

– Устройства других производителей, имеющих аналогичные характеристики.

3.2.2.4 В таблице 1 приведены общие характеристики прокалывающих зажимов разных производителей.

Таблица 1

Общие характеристики прокалывающих зажимов

Тип	Сечение защищенного провода, мм^2	Усилие затяжки, Нм	Наличие алюминиевой проволоки-шунта 25 мм^2	Вес, г
SE 20.1	35-150	40	Нет	470
SE 20.2	35-150	40	Да	570
SE 20.3	35-150	40	Да	560
CE-1	35-150	40	Нет	470
CE-2	35-150	40	Да	570

3.2.2.5 Стационарный зажим может быть снабжен элементом для установки алюминиевой проволоки-шунта, и он также может быть использован как устройство защиты от дуги.

3.2.2.6 Выбор конкретного типа прокалывающих зажимов для наложения переносных заземлений выбирается в соответствии с техническим заданием, на основании конкурсных процедур в установленном законодательством порядке.

3.2.3 Примеры способов установки стационарных зажимов для переносных заземлений

3.2.3.1 Стационарные зажимы для переносных заземлений должны устанавливаться на каждую фазу ВЛЗ 6-20кВ:

- на первых опорах;
- на концевых опорах;
- на анкерных опорах;
- на отпаечных опорах;
- на промежуточных через каждые 200-1000 м*.

3.2.3.2 Пример установки прокалывающих зажимов на концевой опоре (Рис. 4.)

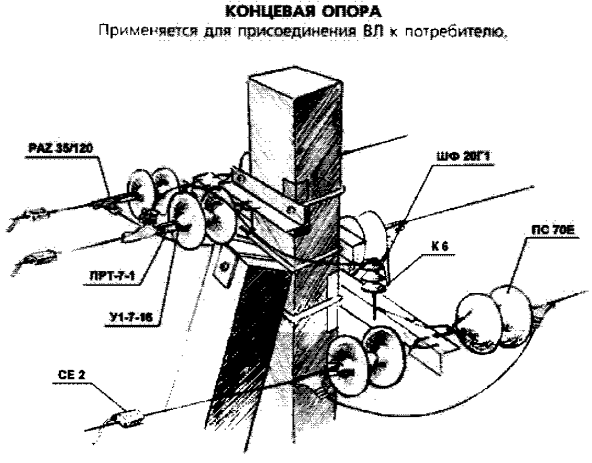


Рис.4. Пример установки прокалывающего зажима на концевой опоре, со следующими наименованиями:

ШФ 20Г или ШФ 20Г1 – штыревой изолятор – 1 шт.
К 6 – колпачок – 1 шт.
PAZ 35/120 – анкерный зажим – 6 шт.
ПС 70Е – подвесной изолятор – 12 шт.
У1-7-16 – ушко – 6 шт.
ПРТ-7-1 – звено промежуточное – 6 шт.
СЕ 2 – устройство для наложения ПЗ – 3 шт.

---

* указанное расстояние установки устройств на промежуточных опорах является нормируемым максимальным. Минимальное расстояние от 200 м до 1000 м определяется при условии отсутствия возможности отключить ВЛЗ с питающей ПС, которая обслуживается ОВБ, либо отсутствие устойчивой сотовой связи, а также в соответствии с картами неуверенного приема средств радиосвязи.

3.2.3.3 Пример установки прокалывающих зажимов на угловой опоре (Рис. 5)

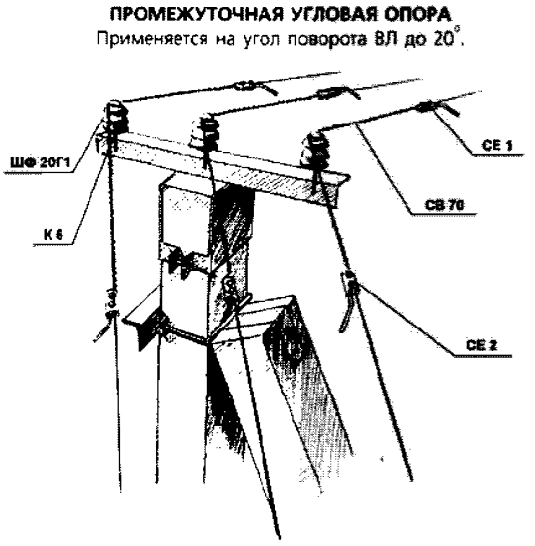


Рис.5. Пример установки прокалывающего зажима на промежуточной угловой опоре, со следующими наименованиями:

ШФ 20Г или ШФ 20Г1 –штыревой изолятор – 3 шт.

К 6 – колпачок – 3 шт.

СВ 70 – спиральная вязка – 6 шт.

СЕ 1 – устройство защиты от дуги – 3 шт.

СЕ 2 – устройство для наложения ПЗ – 3 шт.

3.2.3.4 Пример установки прокалывающих зажимов на промежуточной ответвительной опоре (Рис. 6)

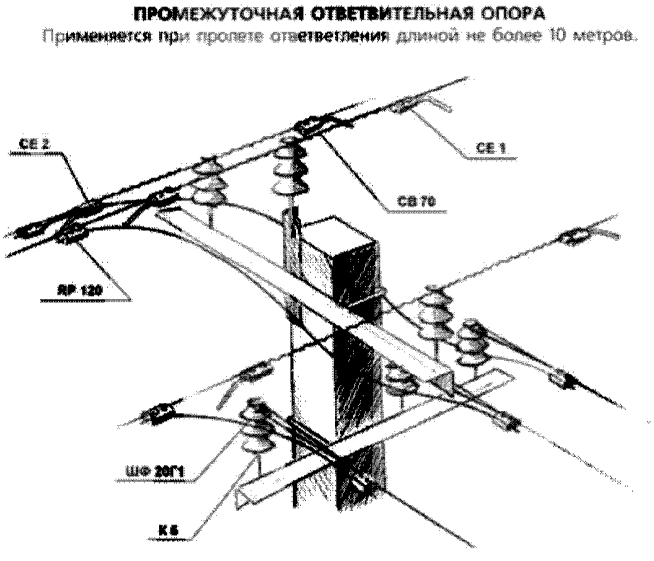


Рис.6. Пример установки прокалывающего зажима на промежуточной ответвительной опоре, со следующими наименованиями:

ШФ 20Г или ШФ 20Г1 – штыревой изолятор – 6 шт.

К 6 – колпачок – 6 шт.

СВ 70 – спиральная вязка – 9 шт.

RP 120 – ответвительный зажим – 3 шт.

СЕ 1 – устройство защиты от дуги – 3 шт.

СЕ 2 – устройство для наложения ПЗ – 3 шт.

3.2.3.5 Пример установки прокалывающих зажимов на промежуточной одностоечной опоре (Рис. 7)

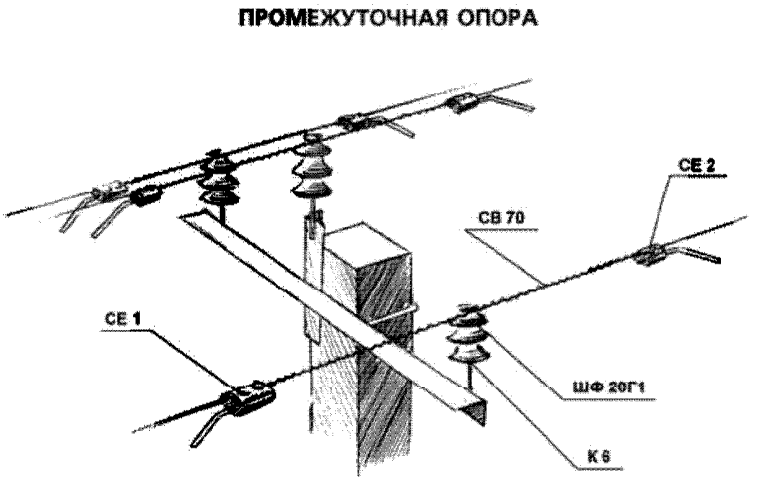


Рис.7. Пример установки прокалывающего зажима на промежуточной одностоечной опоре, со следующими наименованиями:

ШФ 20Г или ШФ 20Г1 – штыревой изолятор – 3 шт.
К 6 – колпачок – 3 шт.
СВ 70 – спиральная вязка – 6 шт.
СЕ 1 – устройство защиты от дуги – 3 шт.
СЕ 2 – устройство для наложения ПЗ – 3 шт.

3.2.3.6 Пример установки прокалывающих зажимов на анкерной опоре (Рис. 8)

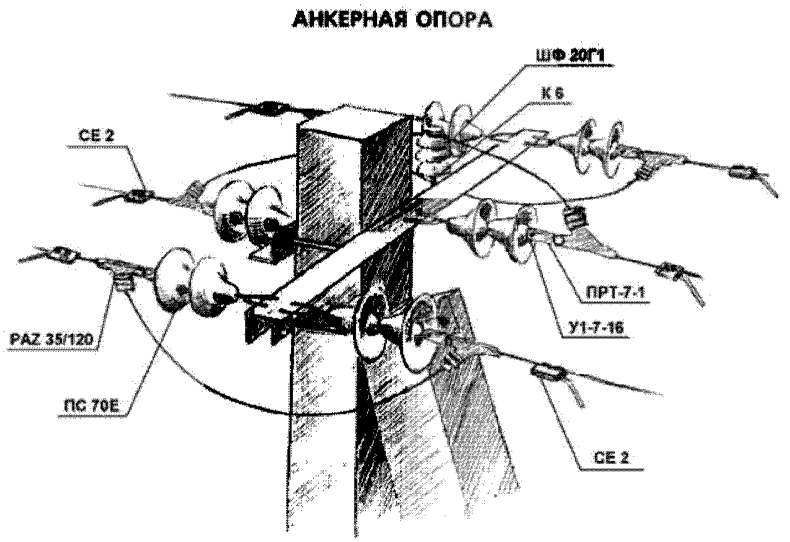


Рис.8. Пример установки прокалывающего зажима на промежуточной анкерной опоре, со следующими наименованиями:

ШФ 20Г или ШФ 20Г1 – штыревой изолятор – 1 шт.
К 6 – колпачок – 1 шт.
PAZ 35/120 – анкерный зажим – 6 шт.
ПС 70Е – подвесной изолятор – 12 шт.
У1-7-16 – ушко – 6 шт.
ПРТ-7-1 – звено промежуточное – 6 шт.
СЕ 2 – устройство для наложения ПЗ – 3 шт.

3.2.3.7 Пример установки прокалывающих зажимов на угловой анкерной опоре (рис. 9)

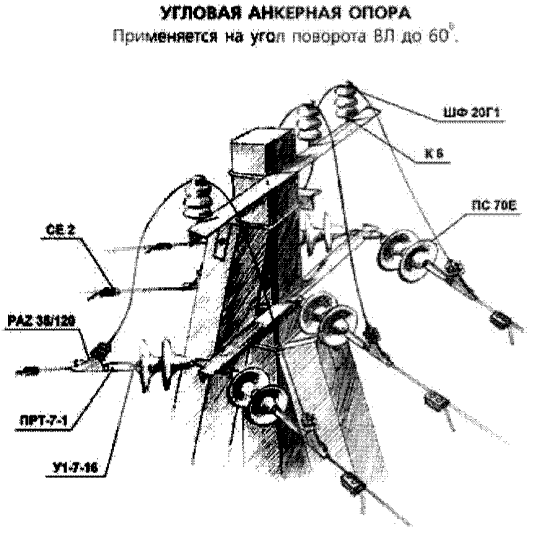


Рис.9. Пример установки прокалывающего зажима на угловой анкерной опоре, со следующими наименованиями:

ШФ 20Г или ШФ 20Г1 – штыревой изолятор – 3 шт.
К 6 – колпачок – 3 шт.
PAZ 35/120 – анкерный зажим – 6 шт.
ПС 70Е – подвесной изолятор – 12 шт.
У1-7-16 – ушко – 6 шт.
ПРТ-7-1 – звено промежуточное – 6 шт.
СЕ 2 – устройство для наложения ПЗ – 3 шт.

3.2.3.8 Пример установки зажимов на ответвительной анкерной опоре (Рис. 10)

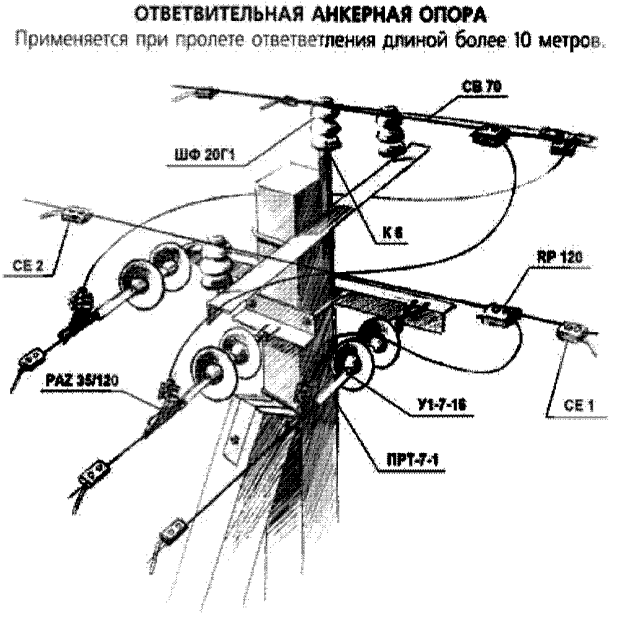


Рис.10. Пример установки прокалывающего зажима на угловой анкерной опоре, со следующими наименованиями:

ШФ 20Г или ШФ 20Г1 – штыревой изолятор – 3 шт.
К 6 – колпачок – 3 шт.
СВ 70 – спиральная вязка – 6 шт.
PAZ 35/120 – анкерный зажим – 3 шт.
ПРТ-7-1 – звено промежуточное – 3 шт.
У1-7-16 – ушко – 3 шт.
RP 120 – ответвительный зажим – 3 шт.
СЕ 1 – устройство защиты от дуги – 3 шт.
СЕ 2 – устройство для наложения ПЗ – 3 шт.

3.2.4 Применение специальных переносных заземлений штангового типа с линейными прокалывающими зажимами

3.2.4.1 При отсутствии на ВЛЗ 6-20 кВ специальных стационарно установленных (прокалывающих зажимов) для переносных заземлений и необходимости выполнения технических мероприятий для безопасного производства работ, допускается временное заземление линии выполнять с применением специальных переносных заземлений штангового типа с линейными прокалывающими зажимами.

3.2.4.2 Основные требования к конструкции специальных переносных заземлений штангового типа с линейными прокалывающими зажимами для ВЛЗ 6-20 кВ предусмотрены в разделе 5.1 СТО 34.01-30.1-001-2016.

3.2.4.3 Пример установки специальных переносных заземлений штангового типа с линейными прокалывающими зажимами на ВЛЗ 6-20 кВ приведен на рис.11.

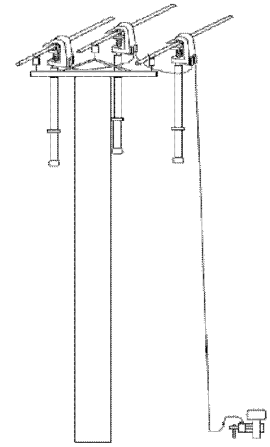


Рис.11. Пример установки специальных переносных заземлений штангового типа с линейными прокалывающими зажимами на ВЛЗ 6-20 кВ

3.2.4.4 Основные параметры и размеры специальных переносных заземлений штангового типа с линейными прокалывающими зажимами приведены в таблице 2.

Таблица 2

Основные параметры и размеры специальных переносных заземлений штангового типа

Рабочее напряжение, кВ	6-10	6-20
Фазные зажимы	3	3
Число изолирующих штанг	3	3
Длина изолирующей части, мм, не менее	700	1100
Длина рукоятки штанги, мм, не менее	300	400
Длина межфазного провода, м, не менее	1,6	2,0
Длина заземляющего спуска, м, не менее	10	12

3.2.4.5 Сечение заземляющего провода, ток термической стойкости, ток электродинамической стойкости определяются по ГОСТ Р 51853-2001.

3.2.4.6 Установка переносного заземления на месте производства работ на защищенный провод производится с применением специальных прокалывающих зажимов (рис.11), при затягивании винта которого происходит прокалывание защитной оболочки и создается электрический контакт между жилой и заземляющим проводником.

3.2.4.7 Проверка отсутствия напряжения на ВЛЗ должна выполняться с применением контактно-бесконтактных указателей напряжения со светозвуковой индикацией. При этом, должен соблюдаться следующий порядок проверки отсутствия напряжения:

– соединить индикаторную часть с изолирующей штангой соответствующую классу напряжения электроустановки;

– держа указатель за рукоятку изолирующей штанги поднести торцевую часть индикаторной части указателя к токоведущей части электроустановки на расстояние 100-150 мм (при наличии напряжения на ВЛЗ появятся светозвуковые сигналы, отсутствие индикации в течение 5 с свидетельствует об отсутствии рабочего напряжения на электроустановке).

3.2.4.8 При наличии на ВЛЗ в месте установки переносного заземления стационарно установленных прокалывающих зажимов, необходимо также коснуться контактным крюком указателя напряжения неизолированной токоведущей части зажима (отсутствие индикации в течение 5 с свидетельствует об отсутствии рабочего напряжения на электроустановке).

3.2.4.9 Порядок установки специальных переносных заземлений на ВЛЗ 6-20 кВ должен осуществляться в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок.

3.3 Порядок снятия напряжения с ВЛИ-0,38 кВ и ВЛЗ 6-20 кВ при спуске пострадавшего с опоры

3.3.1 Снятие напряжения с ВЛИ-0,38 кВ

3.3.1.1 Снятие напряжения с ВЛИ-0,38 кВ в целях освобождения пострадавшего, попавшего под напряжение, должно осуществляться путем обесточения линии в РУ ТП отключением коммутационных аппаратов (рубильников, автоматов) при условии выполнения работ в непосредственной близости от этих коммутационных аппаратов.

3.3.1.2 Для оперативного снятия напряжения при отсутствии возможности в кратчайшие сроки обесточить участок ВЛИ, должны предусматриваться стационарно установленные устройств заземления (УЗ) на ВЛИ-0,38 кВ, без подъёма на опору.

3.3.1.3 Основные требования и характеристики к ним приведены в разделе 5.3.2 СТО 34.01-30.1-001-2016.

3.3.2 Пример установки специальных устройств заземления на опору ВЛИ (рис. 12)

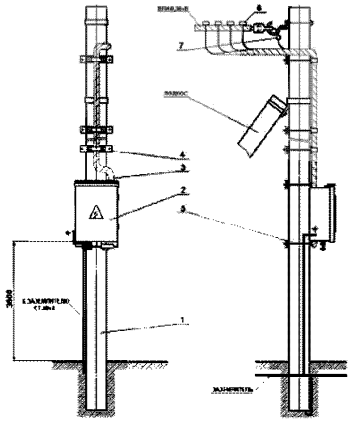


Рис.12.
1 - стойка железобетонная СВ 95 (СВ 110); 2 - устройство УЗ ВЛИ; 3 - шлейфы для подключения к ВЛИ; 4 - узел крепления проводов к опоре; 5 - узел крепления устройства УЗ ВЛИ к опоре; 6 - зажим ЗОП-01 с защитной коробкой (4 шт.); 7 - зажим ЗЛО (1 шт.)

3.3.2.1 Эксплуатация стационарно установленных устройств заземления ВЛИ должна осуществляться в соответствии с инструкцией по эксплуатации изготовителя с учетом действующих объемов и норм испытаний.

3.3.2.2 В процессе эксплуатации стационарно установленные устройства заземления ВЛИ должны осматриваться при обходах ВЛ, а также непосредственно перед подготовкой рабочего места на месте производства работ, в том числе выполняемых бригадой ОВБ (ОРБ).

3.3.3 Снятие напряжения с ВЛЗ 6-20 кВ с применением специальных устройств и разъединителей наружной установки

3.3.3.1 Снятие напряжения с ВЛЗ 6-20 кВ в целях освобождения пострадавшего, попавшего под напряжение, должно осуществляться путем обесточения линии (участка) с питающей ПС или отключением коммутационных аппаратов (линейных разъединителей наружной установки) при условии выполнения работ в непосредственной близости от этих коммутационных аппаратов.

При отсутствии такой возможности, должны применяться специальные устройства заземления шунтирующего (закорачивающего) типа, требования к которым определены п.5.1.3.2 СТО 34.01-30.1-001-2016.

3.3.3.2 Конструкция разъединителей должна предусматривать наличие заземлителей (заземляющих ножей) для заземления отключенных участков и иметь возможность отключения:

– токов нагрузки до 50 А;

– токов холостого хода трансформатора и зарядных токов воздушных и кабельных линий до 10 А.

Технические характеристики для конкретного типа разъединителей устанавливаются заводом изготовителем, при этом должны быть следующие основные параметры:

– номинальный ток: 400 А;

– номинальный кратковременный выдерживаемый ток (ток термической стойкости): 10 кА;

– наибольший пик номинального кратковременного выдерживаемого тока (ток электродинамической стойкости): 25 кА;

– время протекания номинального кратковременного выдерживаемого тока (время короткого замыкания): 3 с;

– работоспособность разъединителя должна обеспечиться при толщине корки льда от 10 до 20 мм в зависимости от назначения и типа.

3.3.3.3 В разъединителе должны отсутствовать люфты при управлении приводом, включение как главных ножей, так и заземлителей, должно производится в контакты, установленные на неподвижных изоляторах, до упора.

3.3.3.4 Стальные части разъединителя, в том числе и крепеж, должен иметь стойкое антикоррозийное покрытие горячим и термодиффузионным цинком на весь срок службы.

3.3.3.5 Конструкция разъединителя должна предусматривать возможность запирания привода на механический замок.

3.3.3.6 Примеры эскизов и чертежей разъединителей типа РЛК.

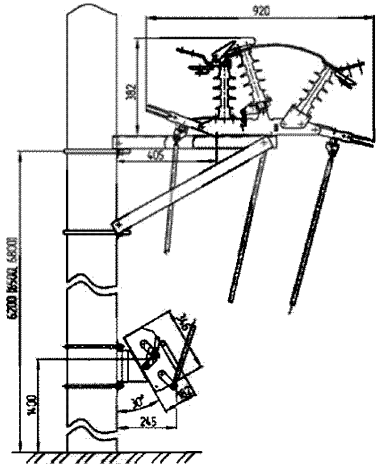


Рис.13. Размерный эскиз. Установка РЛК.2-10.IV/400уХА1
с приводом ПР-7УХЛ1 на опоре

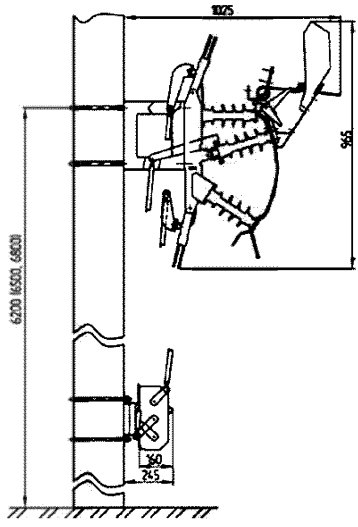


Рис.14. Установка РЛКВС.2-10.1У/400УХЛ1 с приводом ПР-7УХЛ1 на опоре

3.3.3.7 Установку разъединителей необходимо предусматривать:

- на первых и концевых опорах;
- на ответвительных опорах;
- на промежуточных опорах, при условии возможности в соответствии с Правилами по охране труда при эксплуатации электроустановок выделить участок линии не более 2 км.

4 Повышение надёжности при эксплуатации КЛ 6 кВ и выше

4.1 Основные требования при прокладке КЛ 6-20 кВ

4.1.1 Влияние способов прокладки на температурный режим

4.1.1.1 КЛ большой длины, проложенные на относительно свободном пространстве, выполняются кабелями каждой фазы, расположенными в одной плоскости на существенном расстоянии друг от друга. В условиях стесненной городской застройки часто приходится использовать узкую траншею и в этом случае располагать кабели треугольником. При преодолении препятствий, водных преград, дорог иногда применяется горизонтальное бурение и прокладка кабелей в трубах

4.1.1.2 Каждый из перечисленных выше способов прокладки задает разные условия охлаждения кабелей и, следовательно, разную пропускную способность кабельных линий.

4.1.1.3 Если в КЛ на напряжение 6-20 кВ основным фактором, ограничивающим пропускную способность, является конечная величина экономической плотности тока, то для более высоких классов доминирующим моментом является рабочая температура кабеля.

4.1.1.4 Одной из основных причин выхода КЛ из строя является повышенное тепловыделение в проводящих экранах, внутри которых расположены токоведущие жилы. Токи, индуцируемые в таком экране токами в жилах, могут вызвать высокие джоулевы потери, приводящие к термической деструкции.

4.1.1.5 Хорошо известный прием транспозиции экранов в трехфазной КЛ позволяет снизить температуру КЛ на 20–30%.

4.1.1.6 К аналогичному эффекту приводит одностороннее заземление экранов. Однако данное техническое решение применимо только в случае относительно коротких линий, для которых потенциал разземленного конца кабеля не достигает опасных величин.

4.1.1.7 При использовании на отдельных участках прокладки кабелей в трубах теплообмен кабеля с грунтом затрудняется вследствие воздушных зазоров в пределах сечения трубы. Если труба выполнена из проводящего материала, например из стали, то в ней индуктируются вихревые токи, вызывающие дополнительный нагрев, который наряду с плохим теплообменом кабелей с грунтом еще больше усугубляет ситуацию.

4.1.1.8 Таким образом, тепловой режим и пропускная способность КЛ среднего и высокого напряжения будут определяться:

- током линии;
- сечением жил и экранов;
- схемой заземления экранов;
- геометрией размещения жил;
- средой, в которой прокладывается линия;
- наличием внешних проводников и устройств, приводящих к ограничению теплообмена (проводящие или диэлектрические трубы для прокладки в области препятствий).

4.1.2 Расчеты режимов

4.1.2.1 Результаты расчетов электромагнитных и тепловых режимов трехфазных КЛ на напряжение 35 кВ в пофазном исполнении приводятся на основе модели, подробно описанной в статье В.В. Титкова, Кабель News. 2009, № 10 «К оценке теплового режима трехфазной линии из СПЭ-кабеля» и основанной на конечно-элементном решении уравнений в частных производных для электромагнитного и связанного с ним теплового полей.

При этом в рамках электромагнитного расчета находятся распределения плотности тока в экранах и внешних по отношению к линии проводниках, а в тепловом расчете учитываются тепловыделения, вызванные джоулевыми потерями, в виде распределенных источников как в жилах кабеля, так и в сечениях экранов и внешних труб (таблица 3).

Таблица 3

Характеристики теплового режима кабельной линии 35 кВ при различных способах прокладки

Прокладка	в грунте				в трубе стесненно				в трубе свободно			
Труба	отсутствует				стальная		диэлектрическая		Стальная		диэлектрическая	
Расположение фаз												
Соединение экранов*	н	т	н	т	н	т	н	т	н	т	н	т
Максимальная температура, °С	90	60	86	74	166	144	159	131	138	120	135	110
Потери в экранах, Вт/м	50	0,9	19	2,3	15	1,8	19	1,84	15	1,8	19	2,3
Потери в жилах, Вт/м	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60	60
Потери в трубе, Вт/м	–	–	–	–	22	23	0	0	16	17	0	0
Суммарные потери, Вт/м	110	60,9	79	62,3	97	84,8	79	61,8	91	78,8	79	62,3

* н - соединение экранов без транспонирования (двухстороннее заземление);
т - транспонированные экраны.

4.1.2.2 В качестве расчетного варианта рассматривается рядное расположение кабелей линии с рабочим напряжением 35 кВ непосредственно в грунте (рис. 15).

Сечения жил кабеля составляют 800 мм^2, диаметр проводящих медных экранов 50 мм при толщине стенки экрана 0,25 мм. Предельный режим при линейном расположении фаз на расстояниях, рекомендуемых производителем, и при двухстороннем заземлении экранов достигается при токе 900 А.

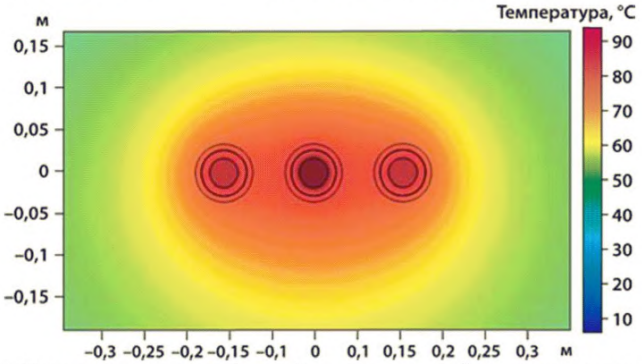


Рис.15. Поле температуры кабельной линии при линейном расположении фаз

4.1.2.3 При этом максимальная температура жил кабеля составит 90°С. Транспонирование экранов соединительных муфт позволяет при указанном токе снизить температуру до 60°С. Данный эффект достигается за счет существенного снижения тепловыделения в экранах.

С точки зрения теплового расчета применение транспозиции или одностороннего заземления экранов абсолютно равноценно, поскольку обеспечивает один и тот же физический эффект – равенство нулю полного тока в сечении экрана.

4.1.2.4 В ряде случаев переход от линейного расположения сечений кабелей к более компактному треугольному (рис. 16) приводит к некоторому снижению тепловыделения в экранах вследствие снижения индуктированных в них токов. Однако затрудненный теплообмен с окружающим грунтом при таком расположении жил частично приводит к обратному эффекту, т.е. способствует росту температуры. Поэтому в общем случае анализ способов размещения жил целесообразно проводить для конкретных условий.

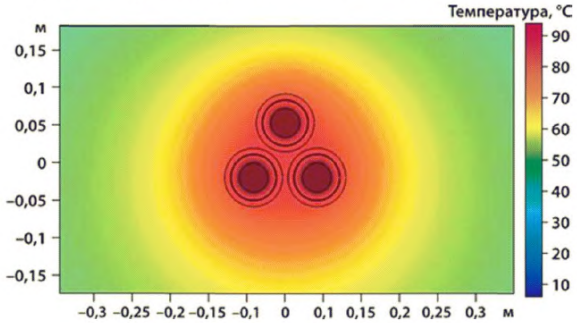


Рис.16. Поле температуры кабельной линии при треугольном расположении фаз

4.1.2.5 В рассматриваемых в таблице 3 примерах расстояния между кабелями при их линейном расположении достаточно велики, что обеспечивает их хороший теплообмен с грунтом. Компактное расположение фаз в схеме треугольника, в том числе при отсутствии транспозиции обеспечивает снижение тепловыделения в экранах. При этом максимальная температура жил кабеля составит 86°С (при определённых токах).

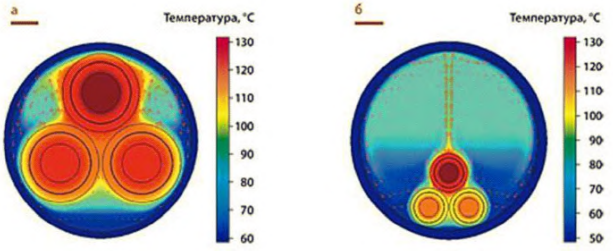
4.1.2.6 Использование транспонирующих муфт или одностороннего заземления экранов позволяет снизить максимальную температуру до значения 74°С (близкого к случаю транспонированных экранов линейно расположенных жил).

4.1.2.7 Сравнивая варианты линейного и треугольного расположения жил рассматриваемого кабеля, можно отметить, что без транспонирующих муфт целесообразна треугольная конфигурация расположения жил. Одностороннее заземление экранов относительно коротких линий обеспечивает эффект снижения нагрева, аналогичный случаю транспонированных экранов. При этом обеспечивается безопасный потенциал на разземленном конце экрана.

4.1.2.8 Более тяжелые тепловые режимы возникают при прокладке участка КЛ в трубе (рис. 17). Условия теплообмена несколько улучшаются, когда труба частично или полностью заполнена водой. Поэтому, наиболее напряженный температурный режим возникает в случае, если полость трубы заполнена воздухом.

4.1.2.9 Воздух обладает крайне низким коэффициентом теплопроводности, что затрудняет теплообмен. К некоторому улучшению последнего приводит естественная конвекция, которую следует учитывать при выполнении расчетов.

На режим конвекции существенное влияние оказывает размер воздушной области. На рис.17 приведены два варианта размещения кабелей в трубе: стесненное (рис. 17 а) и свободное (рис. 17 б).



17 а 17 б

Рис.17. Распределение температуры и скорости воздушного потока (стрелки) при прокладке кабельной линии в трубах: а – при стесненном размещении; б – при свободном размещении

4.1.2.10 Результаты расчетов теплового режима КЛ в трубах показывают существенное увеличение максимальной температуры, которая выходит за допустимые пределы (таблица 3) для всех вариантов использования трубы. При этом наибольший нагрев достигается в случае проводящей трубы малого

диаметра и нетранспонированных экранах, поскольку в этом случае тепловыделение во всех проводящих элементах максимальное (рис. 18, 19), а конвекция затруднена вследствие относительно малых размеров воздушных областей.

4.1.2.11 Наименьший нагрев при прокладке в трубе имеет место при использовании трубы большого диаметра из непроводящего материала (таблица 3)

4.1.2.12 Применение транспозиции экранов существенно снижает как интегральный вклад в тепловыделение (таблица 3), так и объемную плотность мощности (рис. 18, 19). При этом в нетранспонированных экранах плотность мощности тепловыделения существенно выше, чем в токоведущих жилах.

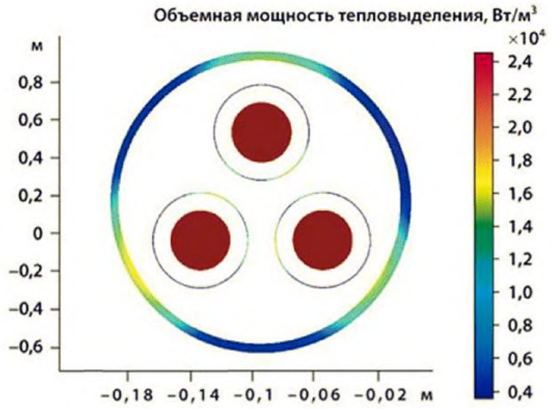


Рис.18. Распределение объемной мощности тепловыделения в проводящих элементах линии при транспонированных экранах

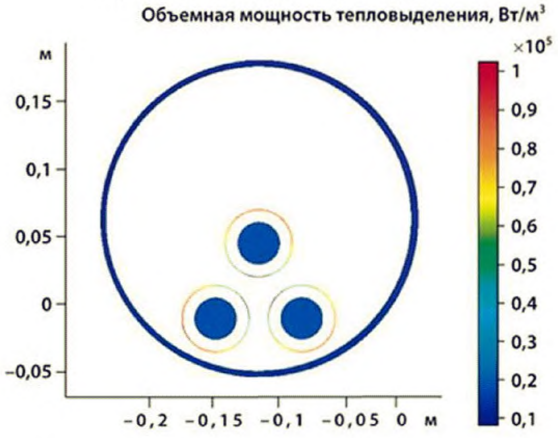


Рис.19. Распределение объемной мощности тепловыделения в проводящих элементах линии при отсутствии транспозиции экранов

4.1.2.13 Приведенные в таблице 3 максимальные значения температуры в сечении кабельной линии при различных способах прокладки кабелей показывают, что использование труб для прокладки существенным образом снижает пропускную способность линии из-за недопустимых перегревов. При

этом наиболее сильным фактором выступает низкая теплопроводность воздушных слоев, образующихся внутри трубы.

В случае нетранспонированных экранов при размещении линии с треугольным расположением фаз в стальной трубе возрастание интегральной мощности тепловыделения не превосходит 10 %. В то же время максимальная температура возрастает почти в два раза.

4.1.2.14 Определение способа прокладки кабелей при выполнении кабельной линии следует производить с учетом минимизации стоимости мегаватта передаваемой мощности. При таком подходе к проектированию оптимальной является прокладка кабелей в одной плоскости и транспозиция экранов.

4.1.2.15 В том случае, когда малая длина кабельной линии не позволяет выполнить транспозицию внешних экранов, целесообразно использовать одностороннее заземление экранов. В ряде случаев, подобных указанному в данном разделе, дополнительного снижения нагрева можно добиться, располагая фазы треугольником.

4.1.2.16 Прокладку кабелей в трубах следует выполнять в исключительных случаях.

4.1.3 Допустимые токовые нагрузки на кабельные линии

4.1.3.1 При прохождении электрического тока по кабелю в нем выделяется значительное количество теплоты за счет потерь мощности в токопроводящих жилах, изоляции, металлических оболочках и броне.

4.1.3.2 Для трехжильных кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением до 10 кВ основным источником потерь являются потери мощности в токопроводящих жилах.

4.1.3.3 Мощность, переходящая в теплоту, за счет нагрева токопроводящих жил током пропорциональна квадрату его силы и сопротивлению жилы кабеля. Распространение теплоты от жилы кабеля через изоляцию, оболочку и наружные покровы будет происходить за счет теплопроводности этих материалов.

4.1.3.4 Через некоторый промежуток времени, после включения кабеля под нагрузку, в нем устанавливается тепловое равновесие, когда выделяемое в единицу времени количество теплоты равно количеству теплоты, отдаваемой кабелем в окружающую среду. Установившемуся равновесию соответствует определенное превышение температуры кабеля над температурой окружающей среды.

4.1.3.5 В наилучших условиях по отдаче теплоты в окружающую среду находится кабель, проложенный в воде, так как вода обеспечивает хороший отвод теплоты с наружной поверхности кабеля.

4.1.3.6 При прокладке кабеля в земле отдача теплоты зависит от состава грунта и его способности удерживать влагу.

4.1.3.7 Токовые нагрузки, приведенные в ПУЭ для кабелей, проложенных в земле, рассчитаны для грунта с удельным тепловым

сопротивлением 120 Ом-град/Вт (нормальная почва и песок с влажностью 7 - 9 % или песчано-глинистая почва с влажностью 12 - 14%).

4.1.3.8 Изменение удельного сопротивления земли значительно сказывается на допустимой нагрузке кабеля. Применительно к принятому сопротивлению земли пересчет токовой нагрузки для удельных сопротивлений 80, 200 и 300 Ом град/Вт будет соответственно равен 1,05; 0,87; 0,75.

Удельное тепловое сопротивление земли главным образом зависит от ее химической и физической структур, плотности засыпки траншеи и способности удерживать влагу. Поэтому утрамбовывание земли является обязательным технологическим процессом прокладки силового кабеля.

4.1.3.9 Кабель, проложенный в воздухе, имеет более низкие допустимые нагрузки, чем при прокладке в земле из-за большего сопротивления тепловому излучению от кабеля в воздух. Из-за действия ряда дополнительных тепловых сопротивлений (воздух в канале блока, взаимный подогрев кабелей) в очень неблагоприятных условиях (в отношении нагрева) находится кабель, проложенный в блочной канализации.

4.1.3.10 Чтобы обеспечить необходимый температурный режим работы кабеля, для каждой, находящейся в эксплуатации кабельной линии, необходимо определить и установить допустимые токовые нагрузки для нормального длительного и аварийных режимов.

4.1.3.11 Допустимые токовые нагрузки для одиночных кабелей, проложенных в земле, воздухе и воде, определяются по таблицам, приведенным в ПУЭ. Таблицы составлены в зависимости от вида изоляции (резина или пластмасса, пропитанная бумага) и материала жилы (медь, алюминий). Токовые нагрузки в таблицах приводятся в зависимости от сечения токопроводящих жил кабеля, поэтому по ним можно решать и обратную задачу, т.е., зная расчетную токовую нагрузку, можно выбрать сечение проводника. Различные условия прокладки и эксплуатации кабельных линий учитываются поправочными коэффициентами, которые также приводятся в ПУЭ.

4.1.3.12 Для кабелей, проложенных в земле, допустимые длительные токовые нагрузки приняты из расчета прокладки в траншее не более одного кабеля на глубине 0,7-1 м при температуре земли 15°С.

4.1.3.13 Для кабелей, проложенных в воздухе, внутри и вне зданий, допустимые длительные токовые нагрузки приняты из расчета температуры воздуха 25 °С. При этом расстояния между параллельно уложенными кабелями должно быть не менее 35 мм в свету. Если температура окружающей среды существенно отличается от принятых температур при расчете токовых нагрузок для кабелей, проложенных в земле и на воздухе, необходимо ввести поправочные коэффициенты, которые приведены в таблице ПУЭ.

4.1.3.14 В зимних условиях, температура земли на глубине прокладки кабелей близка к 0 °С. В соответствии с этим допустимые длительные нагрузки на кабельные линии могут быть увеличены.

4.1.3.15 Как правило, в траншее прокладывают не один, а несколько кабелей, которые, выделяя теплоту при нагрузках, взаимно нагревают друг

друга. Для снижения взаимного влияния кабелей, проложенных в одной траншее (включая прокладку в трубах), необходимо вводить поправочные коэффициенты на количество кабелей, лежащих рядом, которые приводятся в ПУЭ.

4.1.3.16 Допустимые длительные токи для кабелей, прокладываемых в блоках, определяются по формуле:

$$I = abc\ I_o,$$

где I_0 - допустимый длительный ток для трехжильного кабеля напряжением 10 кВ с медными или алюминиевыми жилами, который определяется по таблице ПУЭ; *a, b, c* - коэффициенты, выбираемые в зависимости от сечения и расположения кабеля в блоке, напряжения кабеля и среднесуточной нагрузки всего блока

4.1.3.17 В большинстве случаев кабельные линии на отдельных участках трассы прокладывают в земле, эстакаде, блоке и т.п. В этих случаях допустимые длительные токовые нагрузки должны быть определены по участку трассы с наихудшими условиями охлаждения, если участок имеет протяженность более 10 м.

4.1.3.18 Для кабелей напряжением до 10 кВ с БПИ, несущих нагрузки меньше номинальных, допускаются кратковременные перегрузки, приведенные в таблице 4.

Таблица 4

Допустимые перегрузки КЛ до 10 кВ

Вид прокладки	Коэффициент предварительной нагрузки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной в течение, ч		
		0,5	1,0	3,0
В земле	0,6	1,35	1,30	1,15
В воздухе		1,25	1,15	1,10
В трубах (в земле)		1,20	1,10	1,00
В земле	0,8	1,20	1,15	1,10
В воздухе		1,15	1,10	1,05
В трубах (в земле)		1,10	1,05	100

4.1.3.19 Установленные в таблице 4 значения перегрузок по току и времени не вызывают перегрева токопроводящих жил сверх допустимых значений. Во время аварийных режимов в кабельных сетях возникает необходимость в кратковременных перегрузках работающих кабелей, нормы которых приведены в ПТЭ.

4.1.3.20 Для кабелей с полиэтиленовой изоляцией допускают перегрузки до 10 % в течение 5 суток продолжительностью до 6 ч в сутки, а для кабелей с ПВХ изоляцией - до 15%. В остальное время суток нагрузка на кабели не должна превышать номинальных значений.

4.1.3.21 Во время ликвидации аварий для кабелей напряжением до 10 кВ с БПИ допускаются перегрузки в течение 5 суток в пределах, указанных в таблице 5.

Таблица 5

Допустимые нагрузки КЛ напряжением до 10 кВ на время ликвидации аварий

Вид прокладки	Коэффициент предварительной нагрузки	Допустимая перегрузка по отношению к номинальной при длительности максимума, ч		
		1	3	6
В земле	0,6	1,50	1,35	1,25
В воздухе		1,35	1,25	1,25
В трубах (в земле)		1,30	1,20	1,15
В земле	0,8	1,35	1 25	1,20
В воздухе		1,30	1,25	1,25
В трубах (в земле)		1,20	1,15	1,10

4.1.3.22 При прокладке контрольных и силовых кабелей должны обеспечиваться расстояния по вертикали и горизонтали в соответствии с требованиями таб. 2.3.1 ПУЭ, а также прокладка контрольных кабелей в лотках при соблюдении требований, указанных в п.2.3.124 ПУЭ.

4.1.3.23 При строительстве КЛ 6-10 кВ с изоляцией из сшитого полиэтилена, заземление нейтрали трансформатора предусматривать через высокоомный резистор в целях ограничения дуговых перенапряжений в сетях с изолированной нейтралью при одновременном обеспечении длительной работы сети с однофазным замыканием на землю на время поиска и отключения поврежденного присоединения оперативным персоналом.

4.1.3.24 При прокладке силовых кабелей 6 кВ и выше рядом с прокладываемыми в наземных кабельных лотках контрольными кабелями должно быть обеспечено расстояние не менее 1,2 м между ними, а также наличие огнезащитного покрытия контрольных кабелей.

4.1.3.25 Во всех кабельных сооружениях запас места для дополнительной прокладки кабелей должен составлять порядка 15 % от количества, предусмотренного на расчетный период.

4.1.3.26 Для кабельных линий, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузки должны быть снижены на 10 %, а для кабельных линий напряжением 20-35 кВ перегрузки не допускаются.

4.1.3.27 В процессе эксплуатации кабельных линий необходимо осуществлять контроль за нагрузками стационарными амперметрами в установленные сроки и записывать показания приборов в ведомость.

4.1.3.28 Для наглядности на стационарных щитовых амперметрах красной чертой отмечается предельно допустимый ток кабельной линии, что дает возможность обслуживающему персоналу принимать соответствующие меры при превышении этого значения.

4.1.3.29 Допустимые температуры нагрева токопроводящих жил кабелей при эксплуатации не должны превышать указанных в таблице 6, если другие значения не указаны в технических условиях на кабели конкретных марок.

Таблица 6

Допустимые температуры нагрева токопроводящих жил кабелей

Материал изоляции кабеля	Допустимая температура нагрева жил кабеля, °С			
	Длительно допустимая	В режиме перегрузки	Предельная при коротком замыкании	По условию невозгорания при коротком замыкании
Поливинилхлоридный пластикат	70	90	160/140*	350
Сшитый полиэтилен	90	130	250	400
* Для кабелей с токопроводящими жилами сечением более 300 мм^2.				

4.1.3.30 Прокладка кабелей без предварительного подогрева допускается при температуре окружающей среды не ниже минус 15 °С для кабелей с наружной оболочкой из поливинилхлоридных пластикатов или из полиолефиновой композиции, не содержащей галогенов. Кабели с изоляцией из СПЭ могут быть проложены без подогрева при температуре не ниже минус 20 °С.

4.1.3.31 Преимущественные области применения кабелей различного конструктивного исполнения для прокладки в земле и в кабельных сооружениях указывают в технических условиях на кабели конкретных марок.

4.1.3.32 Измерение нагрузок кабельных линий и напряжений в различных точках сети должны производиться не менее двух раз в год, в том числе в период максимума нагрузок. Первое измерение следует производить в декабре - январе, т. е. в период годового максимума нагрузок. Эти измерения служат основанием для составления плана работ по разгрузке кабельных линий и улучшению режима их работы.

4.1.3.33 По замерам определяют потери электрической энергии в сети и другие технико-экономические показатели кабельных линий. Второе измерение нагрузок кабельных линий целесообразно производить в мае, т. е. в период годового минимума нагрузок.

4.1.3.34 Помимо указанных планируемых измерений нагрузок кабельных линий производят внеочередные измерения, когда изменяют схему или присоединяют дополнительные токоприемники, в связи с чем, меняют режим работы кабельной линии. Результаты измерений нагрузок кабельных линий служат основанием для проведения мероприятий, обеспечивающих их безаварийную работу.

4.2 Мероприятия по повышению надёжности при эксплуатации КЛ 6 кВ и выше

4.2.1 Проведение испытаний и измерений

4.2.1.1 Измерение сопротивления изоляции кабеля в процессе эксплуатации производится мегаомметром на напряжение 2500 В. У силовых кабелей на напряжение выше 1 кВ сопротивление изоляции не нормируется.

4.2.1.2 Определение электрической рабочей емкости кабелей производится для линий на напряжение 20 (35) кВ. Измеренная емкость, приведенная к удельному значению (на 1 м длины), должна отличаться от значений при испытаниях изготовителя не более чем на 5 %.

4.2.1.3 Контроль степени осушения вертикальных участков производится по решению технического руководителя субъекта электроэнергетики. Контроль производится для кабелей с пропитанной вязким составом бумажной изоляцией на напряжение 20 (35) кВ путем измерения и сопоставления нагрева металлических оболочек в разных точках вертикального участка линии. Разность в нагреве отдельных точек при токах, близких к номинальным, не должна быть более 2 - 3 °С.

4.2.1.4 Измерение токораспределения по одножильным кабелям в процессе эксплуатации производится перед капитальным ремонтом кабеля. Неравномерность распределения токов по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) кабелей не должна быть более 10 %.

4.2.1.5 Проверка антикоррозионных защит производится при приемке линий в эксплуатацию и в процессе эксплуатации проверяется работа антикоррозионных защит для:

– кабелей с металлической оболочкой, проложенных в грунтах со средней и низкой коррозионной активностью (удельное сопротивление грунта выше 20 Ом/м), при среднесуточной плотности тока утечки в землю выше 0,15 мА/дм^2;

– кабелей с металлической оболочкой, проложенных в грунтах с высокой коррозионной активностью (удельное сопротивление грунта менее 20 Ом/м), при любой среднесуточной плотности тока утечки в землю;

– кабелей с незащищенной оболочкой и разрушенными броней и защитными покровами;

– стального трубопровода кабелей высокого давления независимо от агрессивности грунта и видов изоляционных покрытий.

4.2.1.6 При проверке измеряются потенциалы и токи в оболочках кабелей и параметры электрозащиты (ток и напряжение катодной станции, ток дренажа) в соответствии с Руководящими указаниями по электрохимической защите подземных энергетических сооружений от коррозии.

4.2.1.7 Оценку коррозионной активности грунтов и естественных вод следует производить в соответствии с требованиями ГОСТ 9.602-2005.Сроки проведения измерений блуждающих токов в земле определяются техническим руководителем субъекта электроэнергетики, но не реже 1 раза в 3 года.

4.2.1.8 Контроль за тепловым режимом кабелей, измерение температуры брони или оболочки кабелей, температуры воздуха в кабельном сооружении, измерения температуры грунта в местах пересечения КЛ с теплопроводом в процессе эксплуатации, производится по графику, утвержденному техническим руководителем филиала ДЗО.

4.2.1.9 Измерение потенциалов кабелей в зонах блуждающих токов, местах сближения силовых кабелей с трубопроводами и кабелями связи, имеющими катодную защиту, и на участках кабелей, оборудованных установками по защите от коррозии, измерение блуждающих токов в процессе эксплуатации производится не реже 1 раза в 3 года.

4.2.1.10 Проверка заземляющего устройства должна проводиться в соответствии с рекомендациями действующих нормативных документов и правил технической эксплуатации электроустановок. На кабельных линиях следует измерять сопротивление заземления концевых муфт и металлических конструкций кабельных сооружений (тоннелей). В эксплуатации сопротивление заземления измеряется 1 раз в 12 лет и при капитальном ремонте заземляющих устройств и концевых муфт.

4.2.1.11 Определение целостности жил кабелей и фазировки кабельных линий производится после окончания монтажа, перемонтажа муфт или соединения жил кабеля.

4.2.1.12 Испытание переменным напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц КЛ 6-35 кВ с ПБИ, КЛ 6-35 кВ с ПБИ, имеющих вставки кабелем с изоляцией из СПЭ в процессе эксплуатации производится через год после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем:

– для КЛ, у которых в течение первых двух лет не наблюдалось аварийных пробоев и пробоев при профилактических испытаниях - не реже 1 раза в 5 лет;

– для КЛ, на трассах которых производились строительные и ремонтные работы и на которых систематически происходят аварийные пробои изоляции - непосредственно после выполнения аварийно-восстановительных работ и далее 1 раз в год;

– для КЛ на закрытых территориях (подстанции, заводы и др.) - не реже 1 раза в 5 лет.

4.2.1.13 Кабели на напряжение 6-35 кВ с пластмассовой изоляцией, за исключением кабелей с изоляцией из СПЭ, после прокладки и монтажа арматуры рекомендуется испытывать переменным напряжением $2U_0$ номинальной частотой 50 Гц в течение 60 мин или переменным напряжением U_0 номинальной частотой 50 Гц в течение 24 ч, или переменным напряжением $3U_0$ номинальной частотой 0,1 Гц в течение 60 мин.

4.2.1.14 Допускается не проводить испытание переменным напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц:

– для КЛ длиной до 100 м, являющимися выводами из РУ и ТП на воздушные линии и состоящими из двух параллельных кабелей;

– для КЛ со сроком эксплуатации более 15 лет, на которых удельное число отказов из-за электрического пробоя составляет 30 и более отказов на 100 км в год;

– для КЛ со сроком эксплуатации более 15 лет, при числе соединительных муфт более 10 на 1 км длины;

– для КЛ, подлежащих реконструкции или выводу из работы в ближайшие 5 лет.

Решение принимается технического руководителя ДЗО.

4.2.1.15 Тепловизионное обследование концевых муфт КЛ 6-35 кВ в процессе эксплуатации производится:

– не реже 1 раза в 3 года вместе с электрооборудованием распределительных устройств, в случае выхода КЛ на ПС (при условии обеспечения возможности проведения тепловизионного обследования КЛ под нагрузкой);

– не реже 1 раза в 6 лет в местах соединения КЛ с ВЛ.

4.2.1.16 Проведение высоковольтных испытаний КЛ с изоляцией из СПЭ повышенным напряжением постоянного тока не допускается.

4.2.1.17 Значения испытательных напряжений и длительность испытаний для КЛ 6-35 кВ в процессе эксплуатации приведены в таблице 7.

Таблица 7

Значения испытательных напряжений и длительность испытаний для КЛ 6-35 кВ в процессе эксплуатации

$U_{ном}$, кВ	Испытательное напряжение частотой 0,1 Гц, $кВ_{ампл}$ при времени его приложения	Испытательное напряжение частотой 50 Гц*, $кВ_{действ}$,/ время приложения напряжения, мин.	Испытательное напряжение постоянного тока оболочки кабеля, кВ / время приложения напряжения, мин
6	18 кВ – 15 мин 10 кВ – 30 мин	6 кВ – 5 мин	10 кВ – 1 мин
10	28 кВ – 15 мин 18 кВ – 30 мин	10 кВ – 5 мин	10 кВ – 1 мин
20	60 кВ – 15 мин 36 кВ – 30 мин	20 кВ – 5 мин	10 кВ – 1 мин
35	105 кВ – 15 мин 60 кВ – 30 мин	35 кВ – 5 мин	10 кВ – 1 мин

* при приемке (в период пуско-наладочных работ) и в процессе эксплуатации (после ремонта)

4.2.2 Порядок проведения испытания оболочки кабелей 6-35 кВ из СПЭ

4.2.2.1 Оболочка кабеля после прокладки должна быть испытана напряжением 10 кВ постоянного тока, приложенным между металлическим экраном и заземлителем в течение 1 минуты.

4.2.2.2 Работы производятся на обесточенном и заземленном кабеле. Перед подачей испытательного напряжения на оболочку кабеля его металлический экран должен быть отсоединен от контура заземления с двух сторон линии.

4.2.2.3 Для проведения испытаний используются испытательные установки выпрямленного напряжения, обеспечивающие измерения величины испытательного напряжения и тока утечки в диапазоне до 10 кВ. Подключение испытательной установки к КЛ осуществляется путем наложения высоковольтного провода на экран одножильного кабеля. Рабочее заземление установки подключается к контуру заземления в ячейке РУ или, при работах из котлована, к заземлению, созданному из металлических электродов.

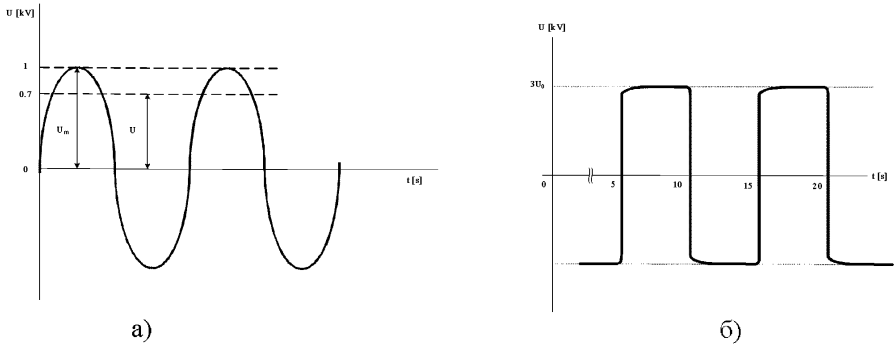
4.2.2.4 Защитные оболочки каждой фазы должны выдерживать испытание постоянным выпрямленным напряжением отрицательной полярности величиной 10 кВ в течение 1 минуты. Подъем напряжения следует осуществлять со скоростью не более 0,5 кВ в секунду.

4.2.2.5 Контролируя значения испытательного напряжения по киловольтметру, необходимо плавно повышать испытательное напряжение до 10 кВ, при этом же контролировать ток утечки. Если ток утечки будет превышать значение 200 мкА, испытания следует прекратить - оболочка не выдержала испытания.

4.2.2.6 Оболочка кабеля считается выдержавшей испытание, если во время испытаний не произошло пробоя, и не было толчков тока утечки и его нарастания после установки значения испытательного напряжения. При заметном нарастании тока утечки или появлении толчков тока продолжительность испытания следует увеличить от 1 до 3 мин и, если при этом не происходит пробоя оболочки, кабель может быть включен в работу.

4.2.3 Испытание КЛ 6-110 кВ переменным напряжением сверхнизкой частоты (СНЧ) 0,1 Гц

4.2.3.1 Одним из методов испытаний напряжением СНЧ, который основан на применении пониженного уровня испытательного напряжения частоты 0,1 Гц синусоидальной или косинусоидально-прямоугольной формы приведен на рис. 20.



а) б)

Рис.20. Форма кривой напряжения СНЧ 0,1

4.2.3.2 При косинусоидально-прямоугольной форме напряжения СНЧ 0,1 Гц процесс смены полярности происходит таким же образом, как и при напряжении синусоидальной формы частоты 50 Гц.

Кабель нагружается и испытывается подобно тестированию при промышленной частоте 50 Гц.

4.2.3.3 Метод испытаний напряжением СНЧ был разработан, в первую очередь, применительно к кабелям с изоляцией из СПЭ, так как испытания повышенным выпрямленным напряжением кабелей с изоляцией из СПЭ не только неэффективны, но и оказывают негативное воздействие на их изоляцию.

4.2.3.4 При испытаниях кабелей с БПИ применение этого метода позволяет в значительной степени уменьшить испытательное напряжение.

4.2.3.5 До испытаний КЛ напряжением СНЧ 0,1 Гц необходимо произвести измерение сопротивления изоляции испытуемой КЛ (всех трех фаз) с помощью мегомметра на напряжение 2500 В.

4.2.3.6 При испытании изоляции КЛ напряжение прикладывается поочередно к каждой жиле (фазе), при этом две другие заземляются.

4.2.3.7 С целью сокращения общего времени испытания (например, при испытании коротких (до 1 км) КЛ с изоляцией из сшитого полиэтилена, выполненных одножильным кабелем), можно, если позволяет мощность установки, все три жилы объединить и проводить их испытания одновременно. В случае пробоя изоляции в процессе испытания, необходимо повторить по фазное испытание каждой жилы.

4.2.3.8 После испытаний КЛ напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц следует проводить повторное измерение сопротивления изоляции испытуемой КЛ (всех трех фаз и между фазами) с помощью мегомметра на напряжение 2500 В.

Критерии оценки состояния изоляции кабелей КЛ 6-35 кВ приведены в таблице 8.

Таблица 8

Критерии оценки состояния изоляции кабелей КЛ 6-35 кВ

Вид испытаний КЛ	Номинальное напряжение КЛ	Изменение сопротивления изоляции КЛ после испытания	Оценка технического состояния КЛ	Заключение по результатам проведенных испытаний
Метод испытаний напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц	6 кВ 10 кВ 20 кВ 35 кВ	Уменьшение $R_{из}$ До 20 %	«Работоспособное» состояние	Последующие испытания производить по плану профилактических испытаний
Метод испытаний напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц	6 кВ 10 кВ 20 кВ 35 кВ	Уменьшение $R_{из}$ более чем на 20 %	«Работоспособное» состояние	Последующие испытания произвести через 6 месяцев
Метод испытаний напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц	6 кВ 10 кВ 20 кВ 35 кВ	Пробой изоляции	«Неисправное», «Неработоспособное» состояние	После отыскания места повреждения КЛ провести повторные испытания напряжением СНЧ 0,1 Гц

4.2.3.9 Испытуемая КЛ считается успешно выдержавшей испытания напряжением СНЧ 0,1 ГЦ, если все три фазы КЛ выдержали испытания напряжением установленной величины в течение установленного времени без пробоя внутренней изоляции и перекрытий по поверхности концевых муфт.

4.2.3.10 Оценка состояния КЛ 6-35 кВ с изоляцией из СПЭ по результатам испытания переменным напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц должна проводиться в процессе эксплуатации через год после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем:

– для КЛ, у которых в течение первых двух лет не наблюдалось аварийных пробоев и пробоев при профилактических испытаниях – не реже 1 раза в 5 лет;

– для КЛ, на трассах которых производились строительные и ремонтные работы и на которых систематически происходят аварийные пробои изоляции - 1 раз в год;

– для КЛ на закрытых территориях (подстанции, заводы и др.) – не реже 1 раза в 5 лет.

4.2.3.11 Результаты испытаний напряжением сверхнизкой частоты 0,1 Гц оформляются протоколом испытаний.

4.2.4 Измерение и локализация ЧР в изоляции КЛ 6-35 кВ

4.2.4.1 В кабелях с БПИ ЧР возникают в воздушных включениях, наличие которых допускается по существующей технологии изготовления кабелей. В процессе эксплуатации кабелей с вязкой пропиткой возможно образование пустот в изоляции вследствие многократных циклов нагрева и охлаждения кабелей, поперечного перемещения пропиточного состава, стекания пропиточного состава на вертикальных участках кабелей.

4.2.4.2 В кабельных муфтах, вследствие некачественного монтажа и нарушения технологии монтажа, могут также возникать ионизированные полости и участки с повышенной напряженностью электрического поля, в которых могут развиваться ЧР.

4.2.4.3 Диагностирование силовых КЛ позволяет определять величину и место расположения ЧР, количество ЧР в локальных местах КЛ, величину напряжения возникновения и гашения ЧР, а также тангенс угла диэлектрических потерь в изоляции, электрическую емкость и ряд других величин. По совокупности этих параметров может быть сделано обоснованное заключение о техническом состоянии изоляции диагностируемой КЛ.

4.2.4.4 Каждая фаза КЛ последовательно заряжается в течение нескольких секунд постоянным напряжением до выбранной величины, не превышающей амплитуду номинального напряжения КЛ.

4.2.4.5 Пример схемы измерения ЧР приведен на рис. 21.

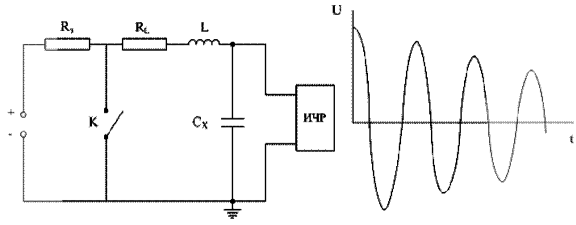


Рис.21. Схема измерения ЧР при затухающем осциллирующем напряжении.
$R_З$ – зарядное сопротивление; L – катушка индуктивности;
R_L – активное сопротивление обмотки катушки индуктивности;
К – высоковольтный ключ; ИЧР – измеритель ЧР

4.2.4.6 После зарядки фаза КЛ подключается с помощью электронного переключателя (К) через индуктивность L (резонансную катушку) к заземленному экрану кабеля.

4.2.4.7 В процессе разрядки кабеля возникают затухающие синусоидальные колебания, частота которых зависит от емкости диагностируемого объекта и составляет от 50 Гц до нескольких сот Гц.

4.2.4.8 Бегущая волна инициирует ЧР в изоляции КЛ, которые фиксируются и сохраняются для последующей обработки с целью определения амплитуды и местоположения ЧР по длине КЛ.

4.2.4.9 Колебательное напряжение прикладывается менее 1 с (0,8 с) и поэтому не повреждает кабель.

4.2.4.10 Локализация ЧР осуществляется с использованием метода рефлектометрии по результатам регистрации двух импульсов от одного и того же ЧР – первичного импульса и импульса отраженного от конца КЛ.

4.2.4.11 Суммарная длительность диагностирования одной КЛ может составлять до 120 мин.

4.2.4.12 Оценка состояния изоляции КЛ по результатам измерения характеристик ЧР производится по наихудшему из следующих основных диагностируемых параметров:

– максимальная величина ЧР при величине испытательного напряжения, соответствующей амплитуде наибольшего фазного и линейного напряжения – q, пКл;

– среднее количество ЧР (суммарное количество ЧР, за 1 секунду и деленное на число измерений) при величине испытательного напряжения, соответствующей амплитуде наибольшего фазного и линейного напряжения КЛ – n, шт./сек;

– величина напряжения возникновения ЧР - U_m, кВ.

4.2.4.13 Оценка состояния КЛ 6-35 кВ с БПЭ по результатам измерения и локализации ЧР приведена в таблице 9.

Таблица 9
Оценка состояния КЛ 6-35 кВ с БПЭ

№ п/п	Диагностический параметр		Заключение о возможности эксплуатации			
			Эксплуатация в течение		Ремонт в течение 1 года с последующей диагностикой	Вывод из эксплуатации
			5 лет с последующим диагностированием	1 года с последующим диагностированием		
1	2		3	5	6	7
1.	Уровень ЧР, пКл		1200	1200 - 5000	5000-10500	> 10500
2.	Среднее количество ЧР в локальном месте за один цикл измерений, шт./сек.		0,066	0,066 - 0,023	0,23 - 0,7	> 0,7
3.	Напряжение возникновения ЧР, кВ (амплитудное значение) для КЛ номинальным напряжением, кВ	6	8,5	8,5 - 5,9	5,9 - 3,2	< 3,2
		10	14,2	14,2 - 8,5	8,5 - 4,5	< 4,5
		20	28	28-16	16-10	< 10
		35	50	50 - 28	28 - 20	< 20

4.2.4.14 Оценка состояния КЛ 6-35 кВ с изоляцией из СПЭ по результатам измерения и локализации ЧР при вводе в эксплуатацию приведена в таблице 10.

Таблица 10
Оценка состояния КЛ 6-35 кВ с изоляцией из СПЭ

№ п/п	Диагностический параметр		Заключение о возможности эксплуатации		
			Эксплуатация в течение 5 лет с последующим диагностированием	Эксплуатация в течение 1 года с последующим диагностированием	Эксплуатации не подлежит. Ремонт с последующей диагностикой
1	2		3	4	5
1.	Уровень ЧР, пКл		<200	200 - 500	> 500
2.	Напряжение возникновения ЧР, кВ (амплитудное значение) для КЛ номинальным напряжением, кВ	6	8,5	8,5 - 5,9	5,9 - 3,2
		10	14,2	14,2 - 8,5	8,5 - 4,5
		20	28	28 - 16	16 - 10
		35	50	50 - 28	28 - 20

4.2.4.15 При вводе в эксплуатацию параметры ЧР должны соответствовать параметрам, указанным в 3-м столбце таблицы 10, при этом следующая оценка должна проводиться не реже 1 раза в 5 лет.

В случаях, когда при вводе в эксплуатацию параметры ЧР не соответствуют параметрам, указанным в столбце 3 таблицы 10 и попадают в диапазон параметров столбца 4, следующая оценка должна проводиться через 1 год, при параметрах ЧР, указанных в столбце 5 таблицы 10, КЛ к эксплуатации не допускаются.

4.2.4.16 Оценка состояния КЛ 6-35 кВ с изоляцией СПЭ по результатам измерения и локализации ЧР, находящихся в эксплуатации, приведена в таблице 11.

Таблица 11
Оценка состояния КЛ 6-35 кВ с изоляцией СПЭ

№ п/п	Диагностический параметр		Заключение о возможности эксплуатации			
			Эксплуатация в течение		Ремонт в течение 1 года с последующей диагностикой	Вывод из эксплуатации
			5 лет с последующим диагностированием	1 года с последующим диагностированием		
1	2		3	4	5	6
1.	Уровень ЧР, пКл		1200	1200 - 5000	5000 - 10500	> 10500
2.	Среднее количество ЧР в локальном месте за один цикл измерений, шт./сек.		0,066	0,066 - 0,023	0,23 - 0,7	> 0,7
3.	Напряжение возникновения ЧР, кВ (амплитудное значение) для КЛ номинальным напряжением, кВ	6	8,5	8,5 - 5,9	5,9 - 3,2	< 3,2
		10	14,2	14,2 - 8,5	8,5 - 4,5	< 4,5
		20	28	28 - 16	16 - 10	20
		35	50	50 - 28	28 - 20	35

4.2.4.17 Периодическая оценка состояния КЛ 6-35 кВ с изоляцией из СПЭ по результатам измерения и локализации ЧР должна в процессе эксплуатации через год после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем:

– для КЛ, у которых в течение первых двух лет не наблюдалось аварийных пробоев и пробоев при профилактических испытаниях – не реже 1 раза в 5 лет;

– для КЛ, на трассах которых производились строительные и ремонтные работы и на которых систематически происходят аварийные пробои изоляции - 1 раз в год;

– для КЛ на закрытых территориях (ПС, заводы и др.) - не реже 1 раза в 5 лет.

4.2.4.18 В период эксплуатации, параметры ЧР должны соответствовать параметрам, указанным в 3-м столбце таблицы 11, при этом следующая оценка должна проводиться не реже 1 раза в 5 лет.

4.2.4.19 В случаях, когда при вводе в эксплуатацию параметры ЧР не соответствуют параметрам, указанным в столбце 3 таблицы 11 и попадают в диапазон параметров столбца 4, следующая оценка должна проводиться через 1 год, а в случаях соответствия параметрам, указанным в столбце 5, должен быть выполнен ремонт КЛ с последующим диагностирование.

При параметрах ЧР, указанных в столбце 6, КЛ к эксплуатации не допускаются и подлежат замене.

Приложение 1

Форма акта обследования опор, имеющих дефекты, влияющие на надежность и безопасность эксплуатации

_____
(Наименование ПО, филиала)

_____
(Наименование РЭС)

(Наименование участка)

АКТ №____

обследования опор, имеющих дефекты, влияющие на надежность и безопасность эксплуатации _____
диспетчерское наименование ВЛ

№ п.п.	Номер опоры	Место осмотра опоры, траверзы	Выявленный дефект	Мероприятия, срок устранения дефекта*, подпись начальника РЭС
		Стойка опоры	Раковины	
			Сквозные отверстия	
			Остеклование бетона	
			Пережог арматуры	
			Наклон выше нормы	
			Обрыв или ослабление проволочных бандажей	
			Иные выявленные дефекты	
		Граница подземной / надземной части стойки опоры	Раковины	
			Сквозные отверстия	
			Остеклование бетона	
			Пережог арматуры	
			Иные выявленные дефекты	
		Подземная часть стойки на глубине 0,6 м	Раковины	
			Сквозные отверстия	
			Остеклование бетона	
			Пережог арматуры	
			Иные выявленные дефекты	
		Место крепления к стойке траверзы	Раковины	
			Сквозные отверстия	
			Остеклование бетона	
			Пережог арматуры	
			Иные выявленные дефекты	
		Оголовник опоры	Раковины	
			Сквозные отверстия	
			Остеклование бетона	
			Иные выявленные дефекты	

*Нормы отбраковки опор и элементов ВЛ в соответствии с требованиями раздела 8 РД 153-34.3-20.662-98, срок устранения – по РД 153-34.3-20.573-2001.

Заключение о состоянии опоры: _____
_____

Обследование проведено: "____"_____ 20 ___ г.

_____
Председатель комиссии, подпись, ф.и.о.

_____
Член комиссии, подпись, ф.и.о.

_____
Член комиссии, подпись, ф.и.о.

Приложение 2

Технология и меры безопасности выполнения работ при монтаже стоек железобетонных опор в распределительной сети 0,38-20 кВ с применением бурильно-крановой машины (БКМ)

1. Общие меры безопасности

1.1. Работы выполнять по наряду-допуску.

1.2. Состав бригады:

– ответственный руководитель работ (ответственный за безопасное производство работ с БКМ);

– производитель работ;

– двое электромонтёров (один из которых должен быть аттестован в качестве стропальщика);

– машинист БКМ.

1.3. Ответственный руководитель работ и производитель работ осуществляют руководство и надзор за безопасным производством работ. Других совмещений обязанностей недопустимо. Распределение обязанностей между членами бригады определяет производитель работ при проведении целевого инструктажа.

1.4. Средства защиты и приспособления применять в соответствии с Правилами по характеру выполняемой работы.

1.5. Работы выполнять по технологическим картам или ППР.

2. Подготовительные работы

2.1. Наносится отметка центра тяжести на стойки исходя из её конструкции с применением мела либо иных маркеров.

2.2. В «Вахтенном журнале БКМ» должны быть выполнены две записи лица, ответственного за безопасное производство работ:

а) на установку БКМ в месте бурения котлована под стойку для её установки;

б) на установку БКМ в месте установки стойки после перемещения БКМ.

2.3. Производителем работ намечаются места для бурения котлована под опору.

2.4. Определяется опасная зона в радиусе не менее 10 метров с центром в месте намеченного бурения котлована.

2.5. Устанавливается БКМ, с подложками под гидравлические домкраты, для бурения рабочим органом по центру намеченного котлована.

2.6. Устанавливается БКМ, с подложками под гидравлические домкраты, для подъёма стойки, при этом гидравлические домкраты БКМ должны находиться на расстоянии 1 метр от места подъема стойки опоры. При подъеме стойки опоры бурильный инструмент необходимо упереть в грунт.

2.6. Для монтажа стойки необходимо применять стропа длиной не более 1,5 м.

2.7. Стропы должны выбираться в соответствии с весом поднимаемой стойки.

3. Выполнение работ

3.1. Производится бурение котлована под опору по местам, заранее намеченным производителем работ.

3.2. Проверяется правильность определения центра тяжести стойки путём поднятия её на высоту 200-300 мм от земли. При необходимости выполняется смещение стропа. Правильное размещение стропа: 150-200 мм, от центра тяжести к верхнему концу опоры.

3.3. Стойка укладывается на подкладках в непосредственной близости от котлована, при этом центр стойки должен находиться напротив котлована на расстоянии не более 1 м от оси мачты БКМ.

3.4. Перед подъёмом стойки необходимо закрепить самозатягивающимся узлом две оттяжки, за комель опоры на расстоянии 2-3 м от конца опоры. Длина оттяжек подбирается в зависимости от условий работы и должна обеспечить нахождение работающих за пределом опасной зоны не менее 10 м от пробуренного котлована.

3.5. Убедиться в отсутствии посторонних людей в зоне производства работ (15 м) и при необходимости удалить их.

3.6. По команде ответственного руководителя работ машинист БКМ должен предупредить членов бригады о начале подъема стойки опоры сигналом машины либо голосом, затем начать подъем.

3.7. Два члены бригады производят удержание стойки с помощью оттяжек с целью предотвращения волочения комля опоры по земле.

3.8. После поднятия стойки и принятия ею вертикального положения, с помощью двух оттяжек направить комель стойки в пробуренный котлован.

3.9. В процессе подъёма стойки машинист БКМ обязан контролировать отклонение каната грузовой лебёдки от вертикального положения (отклонение не должно превышать 1,5 м).

3.10. После того, как комель стойки будет находиться над котлованом, машинист БКМ производит её опускание на глубину пробуренного котлована. В случаях неуспешной установки стойки на должную глубину с соблюдением мер безопасности производятся: подъем стойки с предварительной проверкой места размещения стропа, её укладывание на землю и повторное бурение.

3.11. При опускании стойки машинист БКМ, ответственный руководитель работ осуществляют постоянный контроль над положением груза и каната лебёдки БКМ с целью недопущения ослабления натяжения стропа и увеличения угла тяжения от оси мачты БКМ.

3.12. Проворачивание стойки в котловане производится с помощью ключа для разворота опор.

3.13. Производится засыпка котлована с установленной стойкой с послойной (30-40 см) трамбовкой грунта. После чего снимается строп и верхняя оттяжка.

3.15. Монтаж стойки СВ-95 производится по этой же технологии, с возможным применением стропа длиной не более 2-х метров.

3.16. Схемы установки ПС и порядок размещения лиц, ответственных за безопасное производство работ при замене стойки опоры приведены на рис. 1, 2, 3.

Данные схемы должны использоваться при разработке технологических карт и проектов производства работ при монтаже стоек железобетонных опор в распределительной сети 0,38-20 кВ с БКМ.

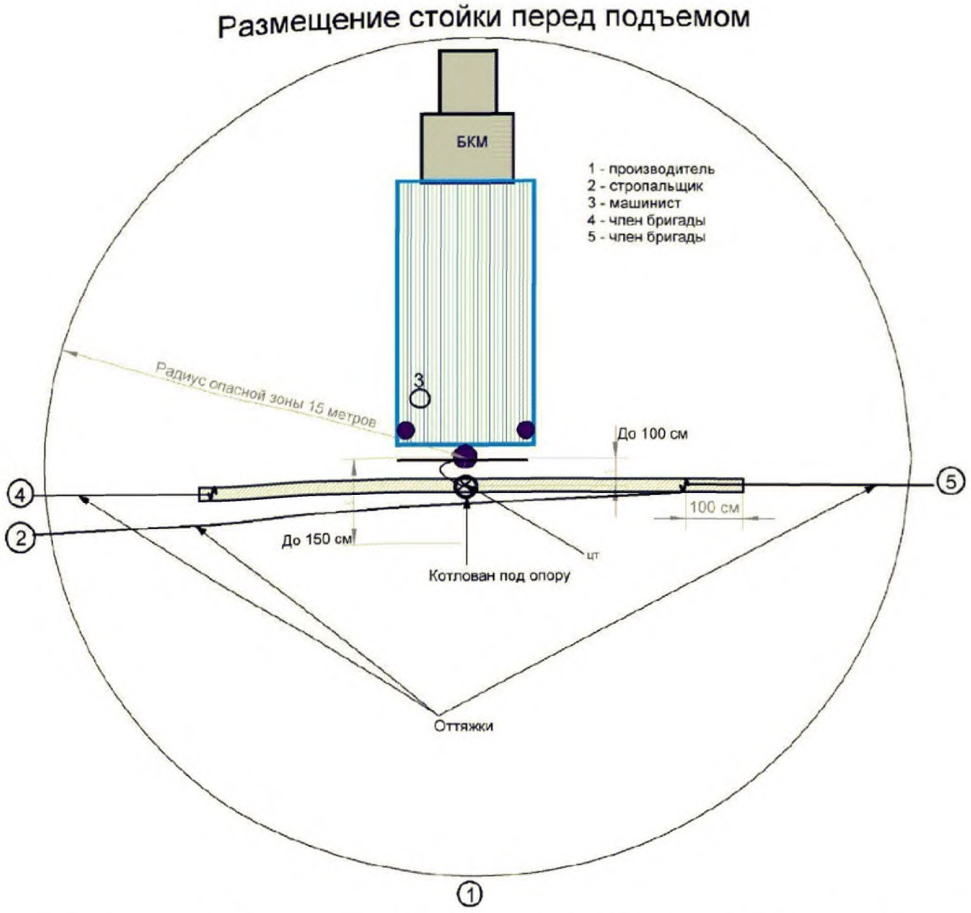


Рис.1 Схема установки БКМ и расположения лиц. ответственных за безопасное производство работ при размещении стойки перед подъемом

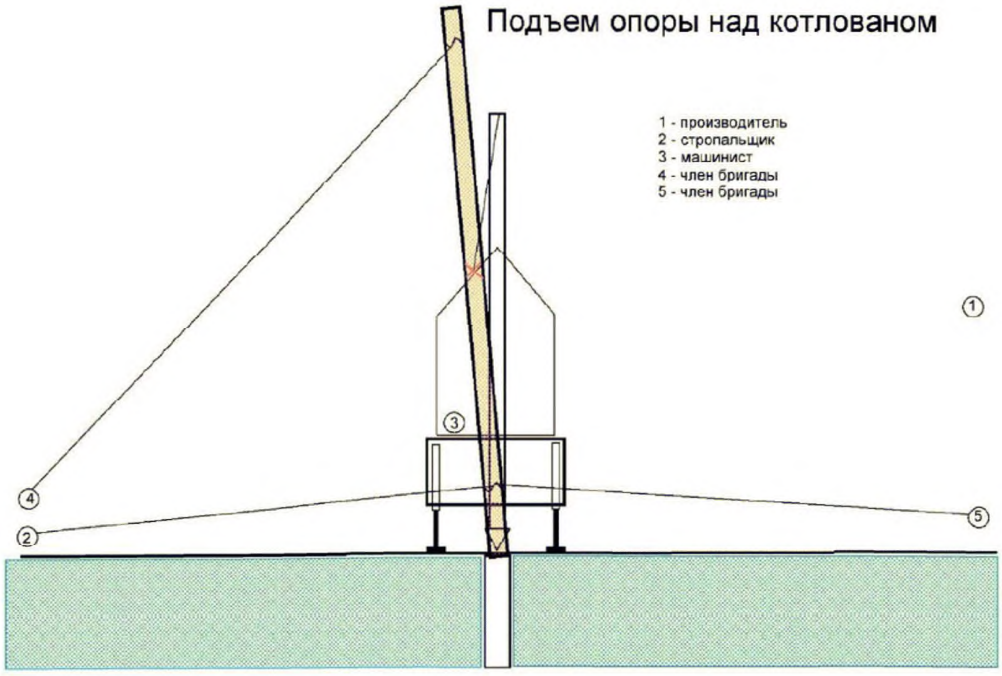


Рис.2 Схема установки БКМ и расположения лиц. ответственных за безопасное производство работ при подъеме опоры над котлованом

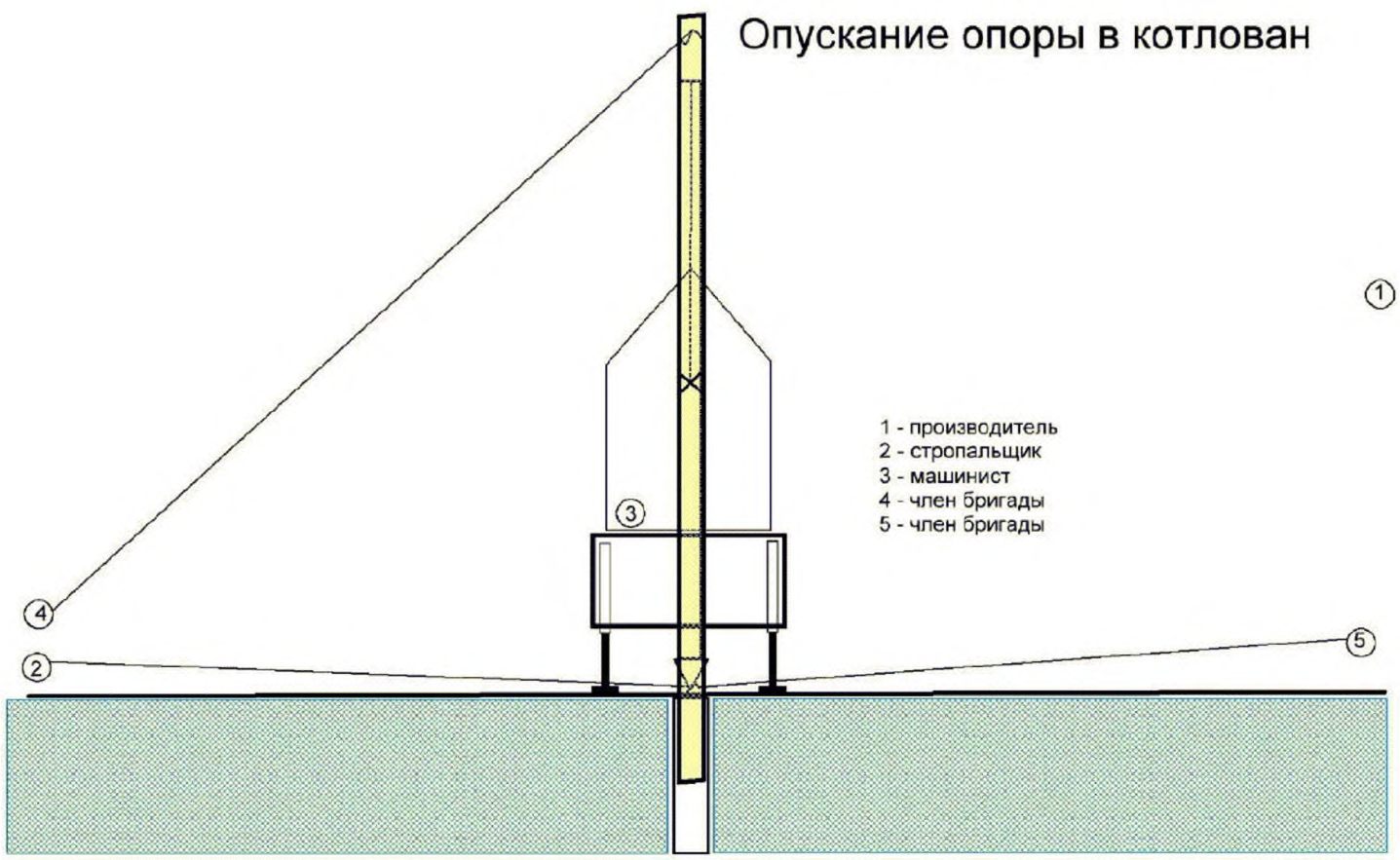


Рис.3 Схема установки БКМ и расположения лиц, ответственных за безопасное производство работ при опускании опоры в котлован

Описание несчастных случаев, происшедших в ДЗО ПАО «Россети» с 2012 года из-за неудовлетворительного технического состояния разъединителей наружной установки типа РЛНД-10 кВ

06.07.2012 при выполнении осмотра высоковольтного отсека ТП 10/0,4 кВ для определения причины отсутствия напряжения у потребителей и самовольной попытке замены повреждённого опорного изолятора губок ПК-10 кВ без проверки отсутствия напряжения и наложения заземления, попал под напряжение и получил электротравму, обширные тяжёлые термические ожоги электромонтёр по эксплуатации распределительных сетей. Несмотря на то, что выносной линейный разъединитель РЛНД-10 был отключен, оставалось напряжение на одной из фаз из-за ее неотключения по причине излома крепления ножа разъединителя.

20.07.2012 при выполнении осмотра КТП 10/0,4 кВ для выявления причины отсутствия напряжения у абонентов 0,4 кВ, питающихся от этой КТП, электромонтер ОВБ самовольно отключил выносной разъединитель РЛНД-10 кВ, и при самовольной попытке замены предохранителя ПК-10 в высоковольтном отсеке КТП без проверки отсутствия напряжения и наложения заземления, без разрешения вышестоящего оперативного руководителя, приблизился на недопустимое расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением, попал под напряжение и погиб электромонтёр ОВБ. Несмотря на то, что РЛДН-10 был отключен, напряжение оставалось на одной из фаз 10 кВ из-за излома изолятора разъединителя РЛНД-10 по нижнему фланцу, в результате чего средний нож остался во включенном положении после отключения РЛНД-10 кВ.

04.08.2012 при выполнении осмотра высоковольтного отсека ТП 10/0,4 кВ, подключенной к участку ВЛ 10 кВ, отключенному линейным разъединителем для отыскания повреждения, электромонтер по эксплуатации распределительных сетей при самовольном приближении к токоведущим частям высоковольтного отсека 10 кВ ТП 10/0,4 кВ без проверки отсутствия напряжения и наложения заземления попал под напряжение и погиб. В ходе расследования несчастного случая было выявлено большое количество замечаний по состоянию и организации эксплуатации линейных разъединителей.

07.11.2012 при подготовке рабочего места для проведении аварийно-восстановительных работ на секционирующем пункте ВЛ 10 кВ, при установке переносного заземления 10 кВ на опоре участка ВЛ 10 кВ, отключенного линейным разъединителем, попал под действие электрического тока, термическое воздействие электрической дуги и получил тяжёлые электротравмы электромонтёр по эксплуатации распределительных сетей. Несмотря на то, что РЛДН-10 был отключен, напряжение оставалось на одной из фаз 10 кВ из-за излома находящегося под напряжением шлейфа от неподвижного контакта РЛНД-10 кВ и его касания отключенного ножа другой фазы.

09.01.2013 при проведении осмотра МТП № 232 попал под действие электрического тока и получил смертельные электротравмы электромонтёр ОВБ РЭС. Из-за неисправности привода линейного разъединителя МТП № 232 в целях безопасности проведения осмотра была отключена питающая ВЛ 10 кВ на ПС 110/10 кВ. Электромонтер поднялся на площадку обслуживания силового трансформатора МТП и был поражен действием электрического тока. Напряжение на МТП присутствовало по причине неотключения одной фазы масляного выключателя (тип ВКЭ-10-630) из-за обрыва тяги внутри бака выключателя полюса ф. «А».

16.07.2013 бригада ОВБ по команде диспетчера приступила к переключениям на ВЛ-10 кВ по определению места замыкания на «землю». Последовательными отключениями и включениями линейных разъединителей, повреждённый участок ВЛ не был обнаружен. Переключения велись под напряжением и нагрузкой при наличии в сети однофазного замыкания на землю.

При выполнении электромонтёром ОВБ включения линейного разъединителя №118 отпайки 10 кВ, находящейся на балансе и обслуживании потребителя, с помощью разводного ключа (оперированию с помощью привода и удлинителя мешал забор, находящийся в 30 см от привода разъединителя) произошло повреждение (перекрытие) изоляции разъединителя (РЛНД-10 кВ) с замыканием на землю через раму, тягу разъединителя с последующим поражением электрическим током электромонтера касавшегося металлического забора.

При переключениях электромонтер использовал диэлектрические перчатки, которые при испытании после несчастного случая были забракованы (значительное превышение допустимых норм токов утечки).

06.11.2013 бригада службы изоляции и защиты от перенапряжений прибыла на ТП с целью проведения работ по наряду «Измерение изоляционных характеристик трансформатора Т-1 и ТП».

При подготовке рабочего места электромонтером ОВБ совместно с производителем работ было принято решение - переносные заземления со стороны 0,4 кВ и 10 кВ не устанавливать, т.к. в последствии при проведении высоковольтных испытаний, переносные заземления по условиям производства работ подлежат снятию. Проверка отсутствия напряжения указателем напряжения электромонтером ОВБ не производилась. После допуска бригада ОВБ уехала, бригада службы изоляции и защиты от перенапряжений приступила к выполнению работ.

Производитель работ, открыл дверцу шкафа РУ-10 кВ. и приблизился на недопустимое расстояние к токоведущим частям, находящимся под напряжением по причине неотключения разъединителя РТП-280 вследствие излома оголовника опорного изолятора фазы «С», был поражен электрическим током и упал на землю с высоты около 2-х метров.





16.03.2014 электромонтёры ОВБ после окончания смены по просьбе стороннего лица помочь восстановить электроснабжение жилого дома прибыли в населённый пункт и самовольно без уведомления диспетчера РЭС произвели отключение выносного разъединителя РЛНД-10. Электромонтер, не осмотрев и не убедившись в отключении всех 3-х фаз (нож средней фазы не отключился по причине излома изолятора), без установки заземления, поднявшись на крышу автомобиля, открыл высоковольтный отсек КТП №4500 и без применения средств защиты снял предохранитель ПКТ-10 средней фазы. При попытке установить проволоку вместо предохранителя, прикоснувшись правой рукой к верхним контактным зажимам ПКТ-10 средней фазы, электромонтер был поражён электрическим током.

30.07.2014 электромонтер ОВБ получил устное задание на осмотр КТП и устранения неисправности (отсутствие напряжения на одной фазе у потребителя). В ходе осмотра был выявлен дефект - оплавление контактов фазы «С» главного рубильника в РУ-0,4 кВ КТП №068. Электромонтер ОВБ, без оформления работ нарядом-допуском, без доклада диспетчеру ОТГ, без оформления бланка переключения, отключил рубильники 0,4 кВ отходящих ВЛ-0,4 кВ, главный рубильник 0,4кВ КТП, выносной разъединитель Р-10 КТП.

Без проверки отключенного положения выносного разъединителя Р-10 КТП, без проверки отсутствия напряжения на спусках 0,4 кВ и 10 кВ и без установки переносных защитных заземлений на спусках от Р-10 КТП, от первых опор 0,4 кВ к КТП электромонтер ОВБ приступил работе в РУ 0,4 кВ ТП.

При производстве работ электромонтёр приблизился на недопустимое расстояние к вводу 10 кВ фазы «С» силового трансформатора и попал под напряжение, которое присутствовало на КТП в результате того, что при отключении выносного разъединителя Р-10 кВ КТП нож фазы «С» остался во включенном положении.

15.07.2014 При отыскании места повреждения (однофазного замыкания) на ВЛ, бригада осуществляла поочередное отключение линейных разъединителей ВЛ-10 кВ. После определения участка на котором было повреждение ВЛ по команде диспетчера привод ЛР-10 кВ «Шилово» был закрыт на механический замок и вывешены запрещающие плакаты. Все действия выполнялись во время дождя. В 21:06 для сокращения времени работ мастером было принято решение проводить осмотр участка ВЛ электромонтерами единолично.

Один из членов бригады погиб при проведении осмотра на КТП «Савино», поднявшись на ТП и приблизившись на недопустимое расстояние рукой и плечом к незаземленным токоведущим частям: разряднику 10 кВ, проводу 10 кВ нулевого пролета к проходному изолятору крайней фазы КТП-63 кВА «Савино». Токоведущие части КТП «Савино» находились под напряжением по причине включенного положения ВР-10 кВ этой КТП, и не отключившегося вследствие излома опорно-стержневого фарфорового изолятора подвижного ножа средней фазы ЛР-10 кВ «Шилово».

25.11.2014 бригаде ОВБ было поручено выполнить осмотр ТП 10/0,4 кВ ТП №30-05-09 «Зерноток». Бригада ошибочно вместо ТП № 30-05-09 прибыла на ТП №30-05-10 и не убедилась в правильности определения места работы, в связи с тем, что на ТП №30-05-10 отсутствуют диспетчерские наименования и на опоре ВЛ 10 кВ с выносным разъединителем 10 кВ этой ТП также отсутствовали диспетчерские наименования.

Выполнив отключения по стороне 0,4 кВ ТП № 30-05-10, электромонтер ОВБ поставил приставную лестницу к опоре с разъединителем 10 кВ, отключил привод ЛР-10, не выполнив технические мероприятия по проверке отсутствия напряжения и установки ПЗ, проник в трансформаторный отсек ТП № 30-05-10. При приближении рукой в брезентовой рукавице на недопустимое расстояние к ошиновке 10 кВ силового трансформатора, попал под напряжение и был смертельно поражен электрическим током.

Напряжение на ошиновке трансформатора находилось по причине наличия шунта на ЛР ТП.

Описание
несчастных случаев, происшедших в ДЗО ПАО «Россети» с 2012 года, связанных с падением опор 0,4-10 кВ из-за их неудовлетворительного технического состояния и невыполнения обслуживающим персоналом требований безопасности перед подъемом на опору

23.01.2013 в ходе расчистки просеки и падения деревьев была повреждена (с падением) анкерная опора № 97, сорваны с опор провода двух фаз между опорами №96-93, которые лежали на земле. Один из проводов был закреплен вязкой на опорах № 96, 94, 93 и 92, провода других фаз были закреплены вязкой на опорах № 94, 93 и 92. С анкерной опоры № 97 провода были сняты.

Производитель работ поручил одному из электромонтеров–линейщиков продолжать демонтаж ВЛ-10 кВ, а остальные члены бригады приступили к установке опоры № 130 новой линии в пролете опор № 94-95 старой линии на расстоянии 110-115 метров от опоры № 93.

Демонтировав провода на опоре № 94, электромонтёр поднялся на опору № 93. После демонтажа вязки одного из проводов опора, вследствие одностороннего тяжения, упала вместе с находившимся на ней электромонтёром. Пострадавший получил тяжелые травмы.

28.06.2013 и бригада подрядной организации была допущена к работам по наряду-допуску на замену провода в пролетах опор №№145 -175. Член бригады при снятии третьей вязки упал вместе с железобетонной промежуточной опорой № 147 (тип стойки СВ-110-3,5, год постройки ВЛ -1983), в результате ее излома в грунте на уровне 0,4 м от поверхности земли.

Диагностика состояния железобетонных опор в процессе эксплуатации на предмет состояния бетонных стоек, а также после прохождения через тело опоры токов замыкания на землю не производилась. Перед подъёмом на опору откопка и проверка состояния опоры также не производилась, поэтому не был выявлен дефект в виде потери несущей способности стойки СВ-110 опоры № 147 из-за коррозии арматуры с разрывом её целостности, разрушению бетона на глубине 0,4 м. от поверхности земли.

28.10.2013 в 12:46 бригада РЭС была допущена по наряду-допуску № 469 для устройства ответвлений к наружным вводам здания ВЛ-0,4 кВ. Электромонтеру по эксплуатации распределительных сетей было дано задание проверить на прочность опору № 36 (промежуточную деревянную с железобетонной приставкой) и демонтировать ввод в дом. Электромонтер постучал по стойке опоры, поднялся на верх опоры, обрезал ввод в дом, затем обрезал провод ВЛ в сторону опоры № 37, вследствие чего возникло одностороннее тяжение, и из-за загнивания опоры у ее основания произошел излом у нижнего бандажа (который находился в земле и визуально его не было видно) и падение опоры №36 вместе с электромонтером.

12.08.2014 г около 15 часов вследствие излома деревянной опоры с подкосом (ВЛ-0,4 кВ, недействующая), произошло её падение вместе с электромонтером по эксплуатации распределительных сетей. Пострадавший с травмами, относящимися к категории тяжелых был доставлен в больницу.

19.08.2014 бригадой РЭС выполнялась работа по наряду-допуску по замене провода и перетяжку вводов на участке ВЛ.

Подъем на деревянные опоры ВЛ (на железобетонных приставках), имеющих видимые следы загнивания, выполнялся электромонтерами без предварительной проверки на загнивание с помощью имевшегося в комплектации бригады щуп-молотка, ограничиваясь простукиванием опор молотком или подручным инструментом, на предмет определения наличия загнивания сердцевины древесины опоры по глухому или звонкому звуку.

Один из членов бригады поднялся на опору и демонтировал провода при помощи пассатиж. При попытке начать спуск, опора, потеряв устойчивость, переломилась в месте её крепления к приставке верхним бандажом и упала вместе с электромонтером на землю, причинив ему тяжелые травмы.

06.11.2014 бригада РЭС в составе производителя работ и трех членов бригады по наряду-допуску выполняла демонтаж-монтаж провода ВЛ 6 кВ в пролете опор №189-197. Снятие провода производилось, начиная с опоры №196 в сторону опоры №189. На опоре №193 снимать провода было поручено электромонтеру по эксплуатации распределительных сетей, который без произведения окопки на глубину 0,5 м поднялся на опору приступил к снятию провода. При выполнении работы электромонтер обнаружил следы замыкания на землю через тело опоры, сообщил об этом мимо идущему другому члену бригады. Не обращая внимание на замечания о необходимости прекращения демонтажа провода, электромонтер продолжил работы по снятию вязок проводов опоры № 193. Вследствие образовавшегося одностороннего тяжения опора №192 упала вместе с находящимся на ней электромонтером.

12.08.2014 бригада без оформления наряда-допуска и проведения необходимых организационных и технических мероприятий приступила к демонтажу опор линии ВЛ-0.4 кВ ф. 2 от ТП-327. Обязанности были распределены следующим образом: электромонтер по эксплуатации распределительных сетей поднимался на опору и крепил строп, второй электромонтер по эксплуатации распределительных сетей помогал водителю автомобиля выставлять кран в рабочее положение, третий электромонтер по эксплуатации распределительных сетей и водитель второй автомобиля ограничивали движение по автомобильной дороге, вдоль которой проходит ВЛ-0,4 кВ.

Примерно в 15 часов электромонтер по эксплуатации распределительных сетей поднялся опору № 10 на высоту 7 метров, после чего произошел излом деревянного подкоса и падение опоры вместе с находящимся на ней на проезжую часть автомобильной дороги. В результате падения электромонтер получил тяжелые травмы.

Подъем на опору осуществлялся без проверки достаточной устойчивости и прочности опоры, работы производились без наряда - допуска, проекта производства работ, назначения специалиста, ответственного за безопасное производство работ с применением подъемных сооружений.

08.08.2014 бригада ОВБ составе электромонтера ОВБ и водителя автомобиля ОВБ выполняла аварийно-восстановительные работы по устранению повреждения двух изоляторов на ВЛ 10 кВ л.7-04. В рамках подготовки рабочего места для безопасного выполнения работ по замене изоляторов бригаде ОВБ было необходимо установить переносное заземление на провода ВЛ 10 кВ л.7-04 на опоре №205.

Перед подъемом на опору монтер ОВБ осмотрел опору, окопал ее у основания на глубину примерно 30-40 см, видимых повреждений опоры не увидел, и решил, что подниматься на эту опору безопасно.

Поднявшись на необходимую высоту, он закрепился стропом предохранительного пояса за стойку опоры поверх траверсы. В этот момент произошел излом опоры на уровне земли и ее падение вместе с электромонтером ОВБ, в результате чего он получил смертельные травмы.

17.10.2014 бригаде в составе ответственного руководителя работ, совмещающего обязанности производителя работ и 6 членов бригады поручалось выполнить работ «Замена деревянных опор на железобетонные на участке опор № 10-18 ВЛ 0,4 кВ от ТП 214-3 Л-1».

Для раскрепления стойки опоры № 16 (опора и подкос внесены в Перечень опор, подъем на которые запрещен), рядом с ней была установлена бурильно-крановая машина (БКМ). Электромонтер получил задание от производителя работ подняться по металлической лестнице, расположенной на стреле БКМ, застропить стойку опоры, с последующим закреплением стропа к тросу стрелы БКМ.

Электромонтер, не дождавшись установки БКМ на выдвижные опоры, поднялся по стойке опоры №16 и приступил к снятию вязок для освобождения проводов ВЛ. После снятия последней вязки провода, опора упала вместе с находившимся на ней электромонтером, который при падении получил смертельную травму.

25.08.2015 бригада РЭС производила плановые работы по наряду-допуску на ВЛ 10 кВ № 4 от ПС 110/35/10 кВ по замене неизолированного провода на СИП.

В 11:20 электромонтер по эксплуатации РС, допускающий с совмещением обязанностей производителя работ, поднялся на опору № 213 для подъема СИП. Опора была освобождена от неизолированного провода заранее. В момент подъема первого провода СИП произошел излом у основания и падение опоры. В результате падения электромонтер, находившийся на опоре, получил травмы не совместимые с жизнью.

В ходе расследования комиссия по расследованию данного НС установила, что падение ж/б опоры № 213 вместе с пострадавшим произошло в результате нарушения целостности тела опоры и двух армированных стержней опоры в нижней части на глубине 600 мм ниже уровня отметки земли.





27.10.2015 в 12 ч. 47 мин. бригадой в составе 6 чел. при производстве работ по замене провода на СИП в пролете опор №896-903А на ВЛ-10кВ Л-41-1, по наряду допуску №49В, произошел излом и падение опоры № 902 вместе с мастером. После проведения реанимационных действий медицинский персонал скорой помощи констатировал смерть пострадавшего.

Мастер, будучи ответственным руководителем работ по наряду, расширил свое рабочее место, не являясь членом бригады, без предупреждения производителя работ, решил подняться на оп. № 902 для поднятия СИП и укладку его на траверсу ВЛ.

Поднявшись до верха опоры, он обрезал голые провода (видимо мешали подъему) со стороны оп. 903 и упал вместе с опорой в сторону оп. № 901.

В результате расследования НС было установлено, что упавшая железобетонная опора №902 имеет излом на расстоянии около 50 см в глубину от поверхности земли из-за обрыва арматурных стержней и сквозной трещины бетона. Опора № 902, а также №№ 899, 900, 901, 903 откопаны у основания на глубину от 30 до 40 см. Откопка некачественная, не на требуемую величину, не со всех сторон. Не выполнена обратная закопка и трамбовка грунта.

29.08.2016 в 13 часов в 15 минут при производстве работ по ремонту провода ВЛ 10 кВ на Л-17С- 01-3 по наряду-допуску № 91В от 29.08.2016 произошел тяжелый несчастный случай с электромонтером по эксплуатации распределительных сетей мастерского сетевого участка РЭС в результате падения вместе с опорой ВЛ.

Несчастный случай произошел из-за дефекта промежуточной железобетонной опоры №73, в результате которого произошел излом железобетонной опоры на уровне земли и падение ее вместе с находившимся на ней электромонтёром.

Дефектом опоры явилось прохождение через тело опоры тока однофазного замыкания на землю.



30.08.2016 около 10 час. 40 мин, при производстве работ по наряд-допуску №338 от 30.08.2016 по замене опор на ВЛ - 0,4кВ ф. №1 с. Дурой от ТП - 0734 при демонтаже деревянной на железобетонной приставке анкерной опоры №1 с укосом произошло соскальзывание нижнего бандажа, вследствие его ослабления.

Из-за нарушения крепления шпильки крепящей укос к опоре и отсутствия нижнего бандажа произошло падение опоры №1 вследствие одностороннего натяжения, при этом электромонтер по эксплуатации распределительных сетей производитель работ упал вместе с опорой и получил травму несовместимую с жизнью.

28.09.16 при производстве работ по наряду-допуску № 420 по замене опор №1 и №11 ВЛ 0,4 кВ №2 произошел несчастный случай со смертельным исходом с электрогазосварщиком. Работник во время подъема железобетонной опоры №1 находился в одном метре от левого борта бурильно-крановой машины (БКМ-317), в это время произошел наклон БКМ с падением на левый борт. В результате падения БКМ, электрогазосварщик был придавлен рамой БКМ в районе грудной клетки со стороны спины.

Приложение 4

Перечень
нормативных документов и государственных и международных стандартов, требования которых учтены в СДУ

№ п/п	Нормативные документы, ГОСТы	Наименование нормативных документов и ГОСТов
1	**Общие нормативно-технические документы**	
1.		Федеральный закон от 27.12.2002 №184-ФЗ «О техническом регулировании».
2.		Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (утверждены приказом Минтруда РФ от 24.07.2013 №328н).
3.	ПУЭ (Издание седьмое)	Правила устройства электроустановок.
4.		Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением 6-20 кВ с защищенными проводами (утверждены Минтопэнерго России, 08.10.1998).
5.		Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей (утверждены приказом Минтопэнерго РФ от 19.06.2003 № 229)
6.		Правила охраны труда при работе на высоте (утверждены приказом Минтруда РФ от 28.03.2014 №155н)
7.		Межотраслевые правила обеспечения работников специальной одеждой, специальной обувью и другими средствами индивидуальной защиты (утверждены приказом Минздравсоцразвития РФ от 01.06.2009 №290н).
8.		Правила по охране труда в лесозаготовительном, деревообрабатывающем производствах и при проведении лесохозяйственных работ (утверждены приказом Министерства труда и социальной защиты РФ от 02.11.2015 года № 835н).
9.	ГОСТ 12.0.002-2014	Межгосударственный стандарт. ССБТ. Термины и определения.
10.	ГОСТ Р 12.1.009-2009	Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Термины и определения.
11.	ГОСТ 1516.1-76 (с Изменениями N 1, 2, 3, 4, 5, 6)	Электрооборудование переменного тока на напряжения от 3 до 500 кВ. Требования к электрической прочности изоляции.
12.	ГОСТ 1516.2-97	Электрооборудование и электроустановки переменного тока на напряжение 3 кВ и выше. Общие методы испытаний электрической прочности изоляции
13.	ГОСТ Р 55191-2012 (МЭК 60270:2000)	Национальный Стандарт РФ. Методы высоковольтных испытаний – измерение частичных разрядов.
14.	ГОСТ Р 55025-2012	Национальный Стандарт РФ. Кабели силовые с пластмассовой изоляцией на номинальное напряжение от 6 до 35 кВ включительно. Общие технические условия.

№ п/п	Нормативные документы, ГОСТы	Наименование нормативных документов и ГОСТов
15.	РД 34.45-51.300-97 (СО 34.45-51.300-97)	Объемы и нормы испытаний электрооборудования. 6-е издание (с изменениями и дополнениями по состоянию на 01.10.2006).
16.	РД 153-34.3-20.662-98	Типовая инструкция по обслуживанию и ремонту воздушных линий электропередачи напряжением 0,38-20 кВ с неизолированным проводом (утверждена Департаментом электрических сетей РАО «ЕЭС России» 19.05.98 г.)
17.	РД 153-34.3-20.671-97	Типовая инструкция по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 0,38 кВ с самонесущими изолированными проводами (утверждена Департаментом электрических сетей РАО «ЕЭС России» 31.01.97 г.)
18.	РД 153-34.3-20.573-2001	Указаниями по учету и анализу в энергосистемах технического состояния распределительных сетей напряжением 0,38-20 кВ с воздушными линиями электропередачи
19.	СО 34.20.803	Методические указания по монтажу ВЛ 6-20 кВ с защищенными проводами
2	**Циркуляры, сборники РМ**	
20.		Оперативное Указание ОАО «МРСК Центра и Северного Кавказа» ОУ-05-2006 (ОТ) от 11.07.2006
21.		Циркуляр «О повышении надежности ВЛ 6-10 кВ на опорах с железобетонными стойками» «Сборника распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем, 2000» (раздел 10, п.10.3 Часть 2)
22.		Циркуляр «О случаях травматизма, связанных с неисправностями разъединителей в распределительных электросетях 6-10 кВ» «Сборника директивных материалов по эксплуатации энергосистем, электротехническая часть», 1981 (§12.14).
3	**ОРД ПАО «Россети» и ДЗО**	
23.		Приказ ОАО «Россети» от 26.02.2014 № 41 «О мерах по снижению производственного травматизма»
24.		Распоряжение ПАО «Россети» от 02.11.2015 № 527р «О мерах по предотвращению несчастных случаев при работах на опорах ВЛ»
25.	СТО 34.01-24-002-2015	Стандарт организации «Планирование и выполнение ремонта. Формирование списка объектов для включения в раздел инвестиционной программы в части технического перевооружения и реконструкции с учетом жизненного цикла продукции» (утвержден распоряжением ПАО «Россети» от 01.12.2015 №561р).
26.	СТО 34.01-30.1-001-2016	Стандарт организации «Порядок применения электрозащитных средств в электросетевом комплексе ПАО «Россети». Требования к эксплуатации и испытаниям» (утвержден распоряжением ПАО «Россети» от 11.08.2016 №336р).

№ п/п	Нормативные документы, ГОСТы	Наименование нормативных документов и ГОСТов
27.	СТО 56947007-29.240.02.001-2008	Методические указания по защите распределительных электрических сетей напряжением 0,4-10 кВ от грозовых перенапряжений (утверждены Протоколом №2 заседания Постоянно-действующей комиссии по нормативно-техническому обеспечению деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» от 30.11.2004)
28.	**Другие документы, используемые при разработке СДУ**	
29.		Методические рекомендации по выполнению норм Правил охраны труда при работе на высоте, снижению травматизма от падения с высоты при работах в электроустановках (ОРаЭл, 2016)
30.	МЭК (IEC) 60502-2:2005	Международный стандарт. Силовые кабели с экструдированной изоляцией и арматура на номинальное напряжение от 1 кВ (U_m=1,2 кВ) до 30 кВ (U_m=36 кВ). Часть 2: Кабели на номинальное напряжение от 6 кВ (U_m=7,2 кВ) до 30 кВ (U_m=36 кВ).
31.	IEEE Std. 400.2-2004	Руководство по полевым испытаниям экранированных силовых кабельных линий с использованием напряжения сверхнизкой частоты (СНЧ)/ Guide for Field Testing of Shielded Power Cable Systems Using Very Low Frequency (VLF).
32.		Кабельные линии из сшитого полиэтилена. В. Титков, С. Дудкин, Санкт-Петербургский Государственный политехнический университет.
33.		Руководство по эксплуатации разъединителей переменного тока серии РЛК на напряжение 10 кВ

Примечание:

При пользовании настоящего СДУ целесообразно проверить действие ссылочных стандартов (сводов правил и/или классификаторов) в информационной системе общего пользования - на официальном сайте национального органа Российской Федерации по стандартизации в сети Интернет или по ежегодно издаваемому информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячно издаваемого информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта (документа) с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта (документа) с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт (документ), на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт (документ) отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

gost.e-ecolog.ru