ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЕТЕВАЯ КОМПАНИЯ
ЕДИНОЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО «ФСК ЕЭС»

СТО 56947007-
29.240.55.159-2013

Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждений воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше

Стандарт организации

Дата введения: 28.11.2013

ОАО «ФСК ЕЭС»
2013

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании», объекты стандартизации и общие положения при разработке и применении стандартов организаций Российской Федерации - ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения», общие требования к построению, изложению, оформлению, содержанию и обозначению межгосударственных стандартов, правил и рекомендаций по межгосударственной стандартизации и изменений к ним - ГОСТ 1.5-2001, правила построения, изложения, оформления и обозначения национальных стандартов Российской Федерации, общие требования к их содержанию, а также правила оформления и изложения изменений к национальным стандартам Российской Федерации - ГОСТ Р 1.5-2004.

Сведения о стандарте организации

1. РАЗРАБОТАН: ОАО «Фирма ОРГРЭС».

2. ВНЕСЁН: Департаментом организации эксплуатации и ремонта электротехнического оборудования, Департаментом технологического развития.

3. УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЁН В ДЕЙСТВИЕ:
   Приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.11.2013 № 712.

4. ВВЕДЁН: ВПЕРВЫЕ.

Замечания и предложения по стандарту организации следует направлять в Департамент технологического развития ОАО «ФСК ЕЭС» по адресу: 117630, Москва, ул. Ак. Челомея, д. 5А, электронной почтой по адресу:

gost.e-ecolog.ru

Настоящий стандарт организации не может быть полностью или частично воспроизведён, тиражирован и распространён в качестве официального издания без разрешения ОАО «ФСК ЕЭС».

Содержание

	Введение	4
1	Область применения	4
2	Термины и определения	5
3	Обозначения и сокращения	6
4	Общие положения	6
5	Обязанности оперативного персонала ПС	9
6	Обязанности оперативного персонала МЭС (ПМЭС)	11
7	Обязанности ремонтного персонала ПМЭС (службы линий) и ремонтного персонала ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС»	13
8	Обязанности персонала служб РЗА МЭС (ПМЭС)	13
	Приложение А	15
	Приложение Б	16
	Приложение В	17
	Библиография	18

Введение

Настоящий стандарт организации (далее - Типовая инструкция) является документом, рекомендуемым к исполнению для всех других собственников (сторон) энергообъектов. К таким организациям относятся: ОАО «Российские сети» и его ДЗО не входящие в состав ОАО «ФСК ЕЭС», ГК «Росатом», ОАО «РусГидро», ОАО «РЖД», участвующих в определении мест повреждения (ОМП) на воздушных линиях (ВЛ) Единой национальной (общероссийской) электрической сети (ЕНЭС).

При организации работ по определению мест повреждений ВЛ напряжением 110 кВ и выше должны соблюдаться требования совместных документов ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС»:

- «Положения по организации взаимоотношений между диспетчерским персоналом ОАО «СО ЕЭС» и оперативным персоналом ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.12.2009.
- «Порядок организации ликвидации аварийных повреждений электросетевого оборудования ЕНЭС и повышению аварийной готовности» утвержденного приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 11.07.2011 № 398.

Действующие на всех уровнях местные инструкции должны быть приведены в соответствие с Типовой инструкцией.

1 Область применения

Типовая инструкция определяет основные положения по организации работ для определения мест повреждения ВЛ напряжением 110 кВ и выше, а также устанавливает общие требования, определяет функции, обязанности и порядок взаимодействия административно-технического, оперативного и ремонтного персонала исполнительного аппарата ОАО «ФСК ЕЭС», филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС» при определении мест повреждения на ВЛ.

Типовая инструкция предназначена для персонала, занимающегося работами, связанными с определением и поиском мест повреждений на ВЛ ОАО «ФСК ЕЭС», филиалов ОАО «ФСК ЕЭС» - МЭС, ПМЭС, ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС», участвующего в определении и отыскании мест повреждения ВЛ. Типовая инструкция рекомендуется для исполнения персоналом энергообъектов всех других собственников: ОАО «Российские сети» и его ДЗО, ГК «Росатом», ОАО «РусГидро», ОАО «РЖД».

В Типовой инструкции приведены указания по ведению учета работы устройств ОМП. В Приложениях приведены формы таблиц по учету работы устройств ОМП, их размещению, анализу эффективности работы систем ОМП, а также необходимые пояснения к этим таблицам.

Методы расчетов мест повреждения на ВЛ с помощью устройств ОМП изложены в РД 34.35.517-89 "Методические указаниях по определению мест повреждения воздушных линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше

с помощью фиксирующих приборов" [1] и последующей новой редакции РД 34.35.517-89.

Описания эксплуатируемых устройств ОМП, приводятся в технической документации заводов и фирм - изготовителей.

Помимо указаний настоящей Типовой инструкции при организации работ по определению мест повреждения ВЛ напряжением 110 кВ и выше должны выполняться необходимые требования действующих нормативных документов [2] – [9].

С выходом настоящей Типовой инструкции для филиалов и ДЗО ОАО «ФСК ЕЭС» РД 34.20.563-85 "Типовая инструкция по организации работ для определения мест повреждения на воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше с помощью фиксирующих приборов" исключается из Реестра нормативно-технической документации ОАО «ФСК ЕЭС».

2 Термины и определения

2.1. Воздушная линия электропередачи – ВЛ: устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенных на открытом воздухе и прикрепленных с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях.

2.2. Повреждение ВЛ: любое изменение конструктивных элементов ВЛ, препятствующее передаче электроэнергии между электроустановками (падение опоры, обрыв провода или гирлянды изоляторов, перекрытие изоляции) сопровождающееся коротким замыканием одной, двух или трех фаз ВЛ.

2.3. Параметры аварийного режима (ПАР): значения электрических величин в режиме повреждения при коротких замыканиях (КЗ) на ВЛ.

2.4. ОМП: определение места повреждения на ВЛ.

2.5. ОМП по ПАР: определение расстояния (путем снятия непосредственных показаний с устройств ОМП или путем расчета) от шин подстанции, электростанции до места повреждения (КЗ) по параметрам аварийного режима (по значениям электрических величин в режиме повреждения).

2.6. Двухстороннее ОМП: ОМП по результатам измерений с двух концов линии электропередачи.

2.7. Одностороннее ОМП: ОМП по результатам измерений на одном из концов линии электропередачи.

2.8. Зона осмотра (обхода) ВЛ: расчетный участок ВЛ (в км), определенный с учетом показаний устройств определения мест повреждений и работы релейной защиты после автоматического отключения для проведения внеочередного осмотра с целью определения места и причин произошедшего повреждения на ВЛ.

2.9. Устройства ОМП: фиксирующие приборы, МП устройства РЗА с функцией ОМП, регистраторы аварийных событий (РАС), выполняющие функции определения и фиксации необходимых параметров для ОМП при КЗ на ВЛ.

2.10. Система ОМП: совокупность всех устройств ОМП (фиксирующих приборов, МП РЗА с функцией ОМП, РАС), измерительных трансформаторов, установленных на энергообъекте, методов расчета и результатов расчета ОМП, методов и результатов поиска мест повреждений на ВЛ.

2.11. Фиксирующий прибор: локальный прибор (индикатор) ОМП, осуществляющий измерение и запоминание значений ПАР при КЗ на ВЛ.

3 Обозначения и сокращения

ДОТУ	-	Департамент оперативно - технологического управления
МЭС	-	Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Магистральные электрические сети
ПМЭС	-	Филиал ОАО «ФСК ЕЭС» - Предприятие Магистральных электрических сетей
ОАО «СО ЕЭС»	-	Открытое акционерное Общество «Системный оператор Единой энергетической системы»
ОДУ	-	Филиал ОАО «СО ЕЭС» Объединенное диспетчерское управление
РДУ	-	Филиал ОАО «СО ЕЭС» Региональное диспетчерское управление
ОАО «ФСК ЕЭС»	-	Открытое акционерное Общество «Федеральная сетевая компания Единой энергетической системы»
ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС»	-	Открытое акционерное Общество «Специализированная электросетевая сервисная компания Единой национальной электрической сети»
ОМП	-	Определение места повреждения
РАС	-	Регистратор аварийных событий
МП РЗА	-	Устройство релейной защиты и электроавтоматики, выполненное на микропроцессорной элементной базе
КЗ	-	Короткое замыкание
ЦУС	-	Центр управления сетями
ВЛ	-	Воздушная линия электропередачи
АПВ	-	Автоматическое повторное включение
РПВ	-	Ручное повторное включение
ПС	-	Подстанция

4 Общие положения

4.1. Определение мест повреждения при устойчивых и неустойчивых КЗ с помощью устройств ОМП, производится для ВЛ напряжением 110 кВ и

выше протяженностью 20 км и более [2] - [3].

В отдельных случаях, в зависимости от характера трассы, значимости ВЛ и других местных условий выполняется установка устройств ОМП и на линиях протяженностью менее 20 км.

4.2. Устройства для определения мест повреждений на ВЛ 110 кВ и выше должны устанавливаться на подстанциях и на электростанциях (для отходящих от распределительных устройств напряжением 110 кВ и выше) всех ведомств независимо от формы собственности: на объектах электроэнергетики генерирующих компаний, сетевых организаций и потребителей электрической энергии напряжением 110 кВ и выше.

4.3. Методы ОМП по ПАР можно разделить на три основные группы: методы с двусторонним, с односторонним измерением параметров [1] и методы ОМП для многоконцевых линий электропередачи 110-500 кВ.

4.3.1. Методы с двусторонним измерением основаны на фиксации в момент КЗ с помощью устройств ОМП ПАР на концах ВЛ с последующим определением (расчетом) расстояния до мест повреждения.

4.3.2. Методы с односторонним измерением обеспечивают фиксацию: сопротивления участка ВЛ, пропорционального расстоянию до места КЗ, параметров аварийного режима: токов, напряжений и других параметров.

Для ОМП рекомендуется применять: программные комплексы ОМП линий электропередачи повышенной точности по цифровым осциллограммам, универсальные программы анализа цифровых осциллограмм с функцией одно и двухстороннего ОМП, микропроцессорные устройства одно и двухстороннего ОМП линии электропередачи повышенной точности.

4.4. Для повышения точности ОМП рекомендуется следующая приоритетность в использовании способов ОМП при аварийных отключениях ВЛ:

4.4.1. В качестве основного способа расчета ОМП для всех ВЛ напряжением 110 кВ и выше рекомендуется использовать программное обеспечение для ОМП по данным аварийных осциллограмм, двухсторонний расчет с помощью специализированных модулей ОМП программных комплексов WinBres, АРМ-СРЗА.

4.4.2. В качестве вспомогательных способов расчета и ОМП рекомендуется использовать:

- односторонний и двухсторонний расчет места повреждения при помощи формул, таблиц напряжений и токов КЗ;
- односторонний расчет места повреждения с помощью специализированных модулей ОМП программных комплексов WinBres, АРМ-СРЗА;
- Показания микропроцессорных устройств одно- и двухстороннего ОМП, показания микропроцессорных РАС с функцией ОМП, МП РЗА.

4.5. Следует обеспечивать следующий общий порядок расчета для ОМП при аварийных отключениях ВЛ с успешным и неуспешным АПВ.

4.5.1. Проведение первичного расчета места повреждения с помощью:

- показаний микропроцессорных специализированных устройств

ОМП, РАС с функцией ОМП;

- формул;
- таблиц напряжений и токов КЗ;
- одностороннего расчета с помощью специализированного программного обеспечения.

4.5.2. Проведение уточняющего расчета места повреждения с помощью:

- двустороннего расчета с помощью специализированного программного обеспечения WinBres;
- двустороннего расчета в ПК АРМ-СРЗА с модулем ОМП.

4.5.3. Проведение контрольного расчета места повреждения с помощью:

- одностороннего, двустороннего расчета в ПК АРМ-СРЗА с модулем ОМП.

4.5.4. Проведение анализа полученных данных ОМП при использовании всех методов. При анализе следует ориентироваться на двухсторонние методы расчета.

4.6. Для определения зоны осмотра (обхода) ВЛ после ее аварийного отключения по данным расчета на основе показаний устройств ОМП необходимо исходить из следующих положений.

Максимальное значение зоны осмотра составляет:

- ± 15 % длины ВЛ для линий протяженностью до 50 км включительно;
- ± 10 % для ВЛ протяженностью более 50 км до 100 км включительно;
- ± 7 % для ВЛ протяженностью от 100 до 300 км включительно;
- ± 5 % для ВЛ протяженностью от 300 км и более.

Допускается принимать значения зоны осмотра на основе опыта эксплуатации и статистических данных работы устройств ОМП в данной энергосистеме.

При погрешности двусторонних методов ОМП более 7 % для ВЛ 110 кВ, 5 % для ВЛ 220 кВ и 3 % для ВЛ 500 кВ и выше необходимо проводить регулярную работу по уточнению значений параметров электрической сети.

4.7. Для ускорения отыскания мест КЗ на ВЛ рекомендуется использование цифровых каналов связи для оперативной передачи сведений от устройств ОМП с энергообъектов.

4.8. К технологической информации при аварийном отключении ВЛ относятся: файлы осциллограмм, показания приборов и устройств ОМП, результаты расчета места повреждения (расчетной точки КЗ), данные по найденному месту повреждения на ВЛ (фактическому месту повреждения ВЛ).

Конкретный порядок предоставления технологической информации при аварийном отключении ВЛ, расчете и поиске мест повреждений ВЛ определяется местными инструкциями, подготовленными на основании настоящей типовой инструкции.

4.9. В организации работ по ОМП на ВЛ 110 кВ и выше при взаимодействии с соответствующим диспетчерским персоналом

ОАО «ФСК ЕЭС» должен участвовать персонал энергообъектов, принадлежащих другим организациям - собственникам, если противоположный участок ВЛ находится в зоне этих собственников и оборудован необходимыми устройствами ОМП.

Функции персонала указанных выше организаций должны определяться соответствующими соглашениями и местными инструкциями, подготовленными на основании настоящей Типовой инструкции с учетом местных особенностей схемы сети, структуры эксплуатации и местных условий.

4.10. Работы по расчету для ОМП ВЛ 110 кВ и выше выполняет персонал эксплуатационных организаций и предприятий, имеющий необходимое программное обеспечение и специализированное оборудование для выбора и настройки параметров средств ОМП и проведения оперативных и уточненных расчетов ОМП и имеющий право на проведение этих работ в ОАО «ФСК ЕЭС».

Работники, выполняющие работы по ОМП, должны иметь профессиональную подготовку, соответствующую принятой системе ОМП.

К проведению уточненных расчетов ОМП и коррекции значений параметров элементов расчетной схемы замещения участка электрической сети допускаются работники, прошедшие подготовку по расчетным методам ОМП по ПАР.

4.11. На основании настоящей Типовой инструкции на предприятиях электрических сетей, принадлежащих ФСК, должны составляться местные инструкции по организации работ для определения мест повреждения ВЛ напряжением 110 кВ и выше с помощью устройств ОМП.

4.12. Местные инструкции обязаны знать:

а) оперативный персонал ПС;

б) оперативный персонал МЭС (ПМЭС);

в) персонал служб релейной защиты и автоматики (РЗА) МЭС (ПМЭС);

д) персонал служб линий, осуществляющий отыскание мест повреждений.

Объем знаний инструкции, необходимый каждой из перечисленных категорий персонала, устанавливается в соответствии с местными условиями.

Местные инструкции по ОМП должны составляться с учетом местных инструкций по эксплуатации устройств РЗА энергообъектов.

5 Обязанности оперативного персонала ПС

5.1. Оперативный персонал ПС обязан знать общие сведения и основные принципы работы устройств ОМП, установленных на данной подстанции, а также инструкции по оперативному обслуживанию указанных устройств ОМП.

5.2. Действия оперативного персонала ПС по определению места повреждения ВЛ:

5.2.1. Сообщает первичную информацию об отключении ВЛ вышестоящему оперативному персоналу МЭС (ПМЭС) в объеме и в сроки,

установленные «Порядком передачи оперативной информации о технологических нарушениях, отклонениях от нормальных режимов в работе электросетевых элементов, изменениях состояния оперативной схемы и несчастных случаях на объектах ОАО «ФСК ЕЭС», утвержденным приказом ОАО «ФСК ЕЭС» от 12.09.2013 № 544 (далее Порядок передачи информации).

5.2.2. Сообщает показания устройств ОМП (фаза, ток и напряжение нулевой $3I_0$, $3U_0$ и обратной последовательности I_2, U_2, при наличии показаний - расстояние до места повреждения) вышестоящему оперативному персоналу МЭС (ПМЭС) в течение 15 минут, если это не задерживает процесс ликвидации аварии.

5.2.3. Сообщает соответствующему диспетчеру ОАО «СО ЕЭС» данные показаний устройств ОМП.

5.2.4. После проверки правильности снятия показаний привести устройства ОМП в состояние готовности к последующей работе, после получения согласия от вышестоящего оперативного персонала сквитировать все сигналы, определяющие состояние устройств.

5.2.5. В соответствии с указаниями местных инструкций по оперативному обслуживанию и эксплуатации устройств РЗА и ОМП скачать файлы аварийных осциллограммам с устройств ОМП, МП РЗА, РАС и передать с использованием каналов передачи информации соответствующему оперативному персоналу МЭС (ПМЭС) (с контролем факта передачи файла), а также соответствующему диспетчеру ОАО «СО ЕЭС».

При необходимости привлечь персонал РЗА для скачивания файлов аварийных осциллограмм с устройств ОМП, МП РЗА, РАС.

В случае отсутствии возможности передачи аварийных осциллограмм по каналам передачи информации необходимо сообщить показания с устройств ОМП в полном объёме выдаваемым меню, в соответствии с формой заполнения представленной в Приложении В.

5.2.6. Повторяет действия, указанные в пунктах 4.2.1 – 4.2.5 при неуспешном РПВ ВЛ.

5.3. При работе устройств ОМП запись показаний и приведение всех устройств ОМП в состояние готовности к повторному действию по возможности должны производиться сразу же после получения сигнала об их срабатывании. Для ПС без постоянного дежурного персонала передача показаний и квитирование приборов выполняются соответствующим персоналом в зависимости от форм обслуживания (оперативно-выездные бригады и пр.).

5.4. Во время периодических осмотров необходимо обращать внимание на состояние устройств ОМП согласно указаниям местных инструкций по оперативному обслуживанию и эксплуатации устройств РЗА и ОМП.

Приборы и устройства ОМП, имеющие встроенный элемент контроля исправного состояния, должны периодически проверяться оперативным персоналом в сроки, устанавливаемые местной инструкцией, о чем должна быть произведена запись в оперативный журнал.

5.5. Обо всех, замеченных при осмотрах, неисправностях и дефектах устройств ОМП следует немедленно сообщать в службу РЗА и делать

соответствующие записи в журнале дефектов и неполадок с оборудованием.

6 Обязанности оперативного персонала МЭС (ПМЭС)

6.1. Оперативный персонал МЭС (ПМЭС) обязан знать общие принципы работы всех устройств ОМП, установленных на ВЛ, находящихся в его ведении на ПС, а также принятые методы ОМП.

6.2. Оперативный персонал МЭС (ПМЭС) выполняет расчет места повреждения и выдает зону обхода ВЛ, обслуживаемых МЭС (ПМЭС) ВЛ.

6.3. Дополнительным источником информации для оперативного персонала МЭС (ПМЭС) при определении места повреждения ВЛ являются расчеты, производимые соответствующим диспетчером ОАО «СО ЕЭС» для ВЛ, находящихся в оперативном управлении ОАО «СО ЕЭС».

6.4. Оперативный персонал МЭС (ПМЭС) передает соответствующему диспетчеру ОАО «СО ЕЭС» результаты осмотра ВЛ.

6.5. Регламентируемое время взаимодействия при определении места повреждения ВЛ приведено в Приложении А.

6.6. Для определения мест повреждения и ведения учета работы устройств ОМП при КЗ на ВЛ на диспетчерских пунктах МЭС (ПМЭС) должна находиться следующая документация:

- перечень ВЛ, на которых места повреждения определяет дежурный диспетчер (по оперативной принадлежности);
- инструкция по определению мест повреждения на ВЛ с указанием установленных на энергобъектах устройств ОМП и принятых в энергосистеме методов расчета мест КЗ на ВЛ.

6.7. Действия оперативного персонала МЭС (ПМЭС) по определению места повреждения ВЛ:

6.7.1. В соответствии с Порядком передачи информации получает от подчиненного оперативного персонала подведомственных ПС, находящихся в эксплуатационном обслуживании ОАО «ФСК ЕЭС», а также от оперативного персонала других собственников: информацию об отключении ВЛ, осциллограммы РАС (микропроцессорных устройств РЗА), показания приборов и устройств ОМП со всех ПС по границам ВЛ, поврежденную фазу, токи и напряжения, необходимые для расчета расстояния до места повреждения ВЛ и регистрирует в оперативном журнале.

6.7.2. Произвести первичный расчет места повреждения. При задержке поступления данных приборов ОМП с одного из концов ВЛ произвести односторонний расчет по показаниям устройств ОМП и таблицам ОМП.

6.7.3. При неуспешном АПВ и РПВ, при необходимости, по решению технического руководства организовать доставку персонала служб РЗА МЭС (ПМЭС) на рабочее место для производства контрольных расчетов места повреждения ВЛ в нерабочее время, а в рабочее время сообщить персоналу служб РЗА МЭС (ПМЭС) о необходимости проведения контрольных расчетов.

6.7.4. Запросить у соответствующего диспетчера ОАО «СО ЕЭС», в диспетчерском управлении которого находится ВЛ, данные по объектам, принадлежащим иным собственникам.

6.7.5. Сообщить техническому руководству МЭС (ПМЭС) и, при необходимости, техническому руководству ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС» об отключении ВЛ и работе устройств РЗА.

6.7.6. Произвести расчет расстояния до места повреждения ВЛ в следующем порядке:

- В течение 30 минут с момента отключения ВЛ - произвести первичный расчет, указывая поврежденную фазу и место повреждения, используя данные устройств ОМП (расстояние до места повреждения указанное приборами, токи и напряжения), используя принятые методы расчета (формулы, таблицы токов КЗ и напряжений и др.);
- В течение 60 минут с момента отключения ВЛ - произвести уточняющий расчет, используя цифровые осциллограммы, полученные с РАС (микропроцессорных устройств РЗА), и специальные программы ОМП (WinBres, АРМ-СРЗА с модулем ОМП), проанализировать полученные результаты и выдать расчетную точку КЗ и зону обхода ВЛ.

6.7.7. Получить от соответствующего диспетчера ОАО «СО ЕЭС» рассчитанные им расстояния до места повреждения ВЛ и поврежденную фазу. При неуспешном АПВ и РПВ ВЛ в случае несовпадения собственных результатов расчета ОМП более чем на 10 % от длины ВЛ с результатами, полученными от диспетчера ОАО «СО ЕЭС», произвести уточняющие расчеты с привлечением соответствующего персонала служб РЗА МЭС (ПМЭС), результаты которых являются окончательными.

6.7.8. Зарегистрировать в оперативном журнале и при передаче смены довести до сведения заступающего на смену оперативного персонала ДОТУ ОАО «ФСК ЕЭС» результаты расчета места повреждения ВЛ, поврежденную фазу и зону осмотра ВЛ. Заполнить необходимые формы в соответствии с Приложением В.

6.7.9. Сообщить данные о результатах расчета места повреждения ВЛ, о зоне осмотра ВЛ техническому руководству МЭС (ПМЭС) и ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС» (по ВЛ, техническое обслуживание которых производится ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС»).

6.7.10. Передать диспетчеру ОАО «СО ЕЭС», а также вышестоящему оперативному персоналу ОАО «ФСК ЕЭС» информацию о рассчитанном им расстоянии до места повреждения ВЛ.

6.7.11. Проконтролировать выезд бригады ремонтного персонала, за которым закреплено техническое обслуживание поврежденной ВЛ (ПМЭС, ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС»).

6.8 Ответственность за своевременность передачи данных устройств ОМП, а также за проведение расчетов места повреждения ВЛ и ведение учета ОМП на закрепленных утвержденными перечнями ВЛ, возлагается на оперативный персонал МЭС (ПМЭС) и оперативный персонал ПС.

6.9. Информацию о результатах осмотра ВЛ оперативный персонал МЭС (ПМЭС) передаёт вышестоящему оперативному персоналу, а также диспетчеру ОАО «СО ЕЭС», в управлении которого находится данная ВЛ.

7 Обязанности ремонтного персонала ПМЭС (службы линий) и ремонтного персонала ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС»

7.1. Служба линий ПМЭС непосредственно организует поиск мест повреждения ВЛ.

7.2. Персонал службы линий выполняет:

Обход, осмотр, устранение повреждений при аварийном отключении ВЛ с неуспешным (успешным) АПВ и РПВ в соответствии с требованиями документа ОАО «ФСК ЕЭС» Порядка передачи информации, а также приказа ОАО «ФСК ЕЭС» от 11.07.2011г. №398 «Порядок организации ликвидации аварийных повреждений электросетевого оборудования ЕНЭС и повышению аварийной готовности».

7.3. Между бригадой, производящей осмотр ВЛ, и соответствующим оперативным персоналом МЭС (ПМЭС) должна быть установлена устойчивая связь (сотовая связь, спутниковая связь).

7.4. Информацию о результатах осмотра ВЛ бригада передает соответствующему оперативному персоналу МЭС (ПМЭС) и техническому руководству ПМЭС, ОАО «Электросетьсервис ЕНЭС».

7.5. В функции службы входит:

- проведение учета случаев аварийных отключений ВЛ при повреждении ВЛ с указанием их причин и фактического расстояния до места повреждения в километрах по результатам осмотра ВЛ после отключения (с успешным или неуспешным АПВ) и передача этих сведений в службу РЗА;
- составление и передача в ЦУС и службу РЗА МЭС (ПМЭС) поопорных ведомостей, паспортов ВЛ, эскизов участков ВЛ с параллельно следующими ВЛ (до 200 метров) и обеспечение своевременности их корректировки.

8 Обязанности персонала служб РЗА МЭС (ПМЭС)

8.1. Персонал служб РЗА МЭС (ПМЭС) поддерживает в актуальном состоянии программное обеспечение и базы данных для расчета места повреждения ВЛ МЭС (ПМЭС), закрепленных за ними утвержденными перечнями.

8.2. Выполняет контрольный расчет места повреждения ВЛ при любых аварийных отключениях ВЛ.

8.2.1. Производит в течение рабочего времени контрольный расчет места повреждения ВЛ при аварийных отключениях ВЛ с успешным АПВ. При аварийном отключении ВЛ в нерабочее время, праздничные и выходные дни производит контрольный расчет места повреждения в течение первого рабочего дня.

8.2.2. Производит контрольный расчет места повреждения ВЛ при аварийных отключениях ВЛ с неуспешным АПВ и РПВ в рабочее время в срок не более 60 минут с момента получения показаний приборов ОМП и осциллограмм от оперативного персонала МЭС (ПМЭС).

При отключении ВЛ с неуспешным АПВ и РПВ в нерабочее (праздничное) время, при необходимости, по решению технического руководства производит расчет места повреждения в срок не более 120 минут, включая время прибытия на рабочее место.

8.3. Результаты контрольного расчета места повреждения ВЛ (точку КЗ) персонал служб РЗА МЭС (ПМЭС) сообщает оперативному персоналу ДОТУ ОАО «ФСК ЕЭС» и техническому руководству МЭС (ПМЭС).

8.4. По результатам расчетов и информации о результатах осмотра ВЛ персонал служб РЗА МЭС (ПМЭС) производит анализ точности работы приборов и устройств ОМП, при необходимости уточнение (корректировку) методик расчета ОМП, а также ведет статистику расчетов и поиска места повреждения ВЛ в соответствии с Таблицей Б.1.

8.5. Поддерживает в работоспособном состоянии устройства ОМП.

8.6. При аварийных отключениях ВЛ, персонал служб РЗА ПМЭС может быть привлечен по указанию руководства ПМЭС для передачи аварийной информации с ПС (показаний и устройств ОМП, осциллограмм) оперативному персоналу МЭС (ПМЭС).

8.7. Составляет новые и уточняет существующие инструкции по определению мест повреждения ВЛ, оборудованных устройствами ОМП;

8.8. Контролирует выполнение планов-графиков технического обслуживания устройств ОМП;

8.9. Участвует в подготовке и проведении испытаний на линиях электропередачи для уточнения параметров ВЛ, а также при проверке точности методов ОМП;

8.10. Осуществляет периодическое проведение инструктажей и занятий с оперативным персоналом МЭС (ПМЭС) по вопросам ОМП на ВЛ;

8.11. Устройства ОМП, установленные на энергобъектах (подстанциях, электростанциях, энергообъектах потребителей), принадлежащих другим собственникам, должны, как правило, обслуживаться персоналом потребителей, который несет полную ответственность за правильную работу указанных приборов и устройств.

Приложение А

Регламентируемое время взаимодействия при определении места повреждения ВЛ 220 кВ и выше

Таблица А.1

№ п/п	Мероприятия	Порядок передачи информации с момента аварийного отключения ВЛ не более:	
		При любых повреждениях ВЛ 220 кВ и выше	
1.	Передача оперативным персоналом ПС данных для проведения расчета места повреждения на ВЛ: - показания устройств ОМП (расстояние до места повреждения, токи и напряжения, поврежденную фазу); - осциллограммы РАС (МП устройств РЗА).	Диспетчеру соответствующего ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) ОАО «ФСК ЕЭС»	Диспетчеру соответствующего филиала СО
		15* минут	20* минут
2.	Расчет места повреждения ВЛ диспетчером ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) ОАО «ФСК ЕЭС» и выдача результатов расчета места повреждения ВЛ с момента отключения ВЛ.	При проведении первичного расчета	При проведении уточняющих расчетов
		30 минут	60 минут

* Время может быть увеличено при необходимости выполнения оперативным персоналом ПС действий:

- по ликвидации возгорания;
- по производству оперативных переключений, необходимых для ликвидации технологического нарушения;
- в других чрезвычайных ситуациях.

Приложение Б

Форма таблицы по определению мест повреждения ВЛ и учёту работы устройств ОМП

Служба РЗА МПЭС (МЭС)_____

Учет результатов работы устройств ОМП для определения мест повреждений на ВЛ

Таблица Б.1

Дата, время	Напряжение ВЛ, кВ	Диспетчерское наименование ВЛ	Длина ВЛ, км	Подстанции	Работа защит и противоаварийной автоматики	Расчетное место повреждения, км от ПС (ЭС) по данным					Фактическое место повреждения, км	Погрешность ОМП,% от длины ВЛ					Причина отключения ВЛ, примечание
						ФП, РАС, МП	ПО WinBres	ПО АРМ-СРЗА	Другое ПО	Формулы таблицы		ФП, РАС, МП	ПО WinBres	ПО АРМ-СРЗА	Другое ПО	Формулы таблицы	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18

Примечание. Таблица заполняется службами РЗА МЭС (ПМЭС) по сведениям соответствующих диспетчерских служб[1]. На основании данной таблицы составляются сводные таблицы по работе приборов за год.

[1] Если неустойчивое КЗ обнаруживается не при первоначальном обходе ВЛ после АПВ, а при последующих обходах, об этом делается соответствующая запись в графе "Примечание".

Приложение В

Форма для заполнения информации по ОМП (ИМФ–3Р) при пуске

(При отсутствии возможности передачи аварийных осциллограмм по цифровым каналам передачи информации)

Таблица В.1

Общие данные	
Наименование ПС	XXX
Наименование ВЛ	XXX – XXXX
Дата повреждения	XX.XX.20XX г.
Время повреждения	XX-XX
ФАЗА	A-0
Расстояние, км	XX,X

Таблица В.2

Электрические величины при повреждении					
3I0		кА	3U0		кВ
$3I0_{\Sigma}$		кА	$3I0_{\Delta}$		кА
I2		кА	U2		кВ
I1		кА	U1		кВ
$I_{КЗ}$		кА	Пар. ВЛ		---
$T_{КЗ}$		сек.	$T_{АПВ}$		сек.
$\varphi_{Л}$		°	$\varphi_{КЗуч3}$		°

Таблица В.3

Векторная диаграмма аварийного режима											
U_A	122,7	кВ	Угол	0	°	I_A	0,08	кА	Угол	-109	°
U_B	120,5	кВ	Угол	-137	°	I_B	0,16	кА	Угол	-158	°
U_C	50,1	кВ	Угол	104	°	I_C	0,96	кА	Угол	41	°

Таблица В.4

Векторная диаграмма *до* аварийного режима											
U_A	131,1	кВ	Угол	0	°	I_A	0,05	кА	Угол	-26	°
U_B	135,0	кВ	Угол	-120	°	I_B	0,06	кА	Угол	-142	°
U_C	132,8	кВ	Угол	119	°	I_C	0,05	кА	Угол	91	°

Библиография

1 РД 34.35.517-89 Методические указания по определению мест повреждения воздушных линий напряжением 110 кВ и выше с помощью фиксирующих приборов, СПО СОЮЗТЕХЭНЕРГО.

2 Правила Устройства Электроустановок (ПУЭ) – 7 издание. Утверждены приказом Минэнерго России от 08.07.2002 № 204.

3 СО 153-34.20.501-2003 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, СПО ОРГРЭС.

4 СО 153-34.35.302-90 Типовая инструкция по организации и производству работ в устройствах релейной защиты и электроавтоматики электростанций и подстанций, СПО ОРГРЭС.

5 РД 153-34.0-35.617-2001 Правила технического обслуживания устройств релейной защиты, электроавтоматики, дистанционного управления и сигнализации электростанций и подстанций 110-750 кВ, третье издание, СПО ОРГРЭС.

6 СО 34.35.502-2005 Инструкция для оперативного персонала по обслуживанию релейной защиты и электроавтоматики энергетических систем, ЦПТИ ОРГРЭС.

7 РД 153-34.0-03.150-00 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок. Утверждены приказом Минэнерго России от 27.12.2000 № 163.

8 РД 34.35.309-97 Общие технические требования к микропроцессорным устройствам защиты и автоматики энергосистем, СПО ОРГРЭС.

9 СТО 56947007-29.240.044-2010 Методические указания по обеспечению электромагнитной совместимости на объектах электросетевого хозяйства, ОАО «ФСК ЕЭС».

gost.e-ecolog.ru