МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ СССР
ГЛАВНОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ЭНЕРГЕТИКИ И ЭЛЕКТРИФИКАЦИИ

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ В РАБОТЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,38–20 кВ С ВОЗДУШНЫМИ ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

ТИ 34-70-058-86

СЛУЖБА ПЕРЕДОВОГО ОПЫТА ПО "СОЮЗТЕХЭНЕРГО"
Москва 1987

gost.e-ecolog.ru

Р А З Р А Б О Т А Н О районным энергетическим управлением "Башкирэнерго"

С О С Т А В И Т Е Л И А.Л.ЛИВШИЦ, А.К.МАТКОВСКИЙ, Ф.Х.УСМАНОВ

У Т В Е Р Ж Д Е Н О Главным научно-техническим управлением энергетики и электрификации 17.04.86 г.

Заместитель начальника К.М.АНТИПОВ

Настоящая Типовая инструкция предназначена для персонала предприятий электрических сетей и определяет его основные задачи по ликвидации нарушений в работе распределительных электрических сетей 0,38–20 кВ, а также порядок ликвидации этих нарушений.

Типовая инструкция составлена в соответствии с требованиями действующих "Правил техники безопасности при эксплуатации электрических станций и сетей", "Правил техники безопасности при эксплуатации электроустановок", инструкций и руководящих указаний по эксплуатации электрических сетей.

© СПО Союзтехэнерго, 1987.

УДК 621.316.1.004.65

ТИПОВАЯ ИНСТРУКЦИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ В РАБОТЕ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ 0,38-20 кВ С ВОЗДУШНЫМИ ЛИНИЯМИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

ТИ 34-70-058-86

Срок действия установлен
с 01.01.87 г.
до 01.01.92 г.

I. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

I.I. В настоящей Типовой инструкции рассматривается порядок ликвидации нарушений в работе распределительных электрических сетей 0,38-20 кВ (в дальнейшем нарушения в электросетях 0,38-20 кВ), отклонений от нормального режима работы, требующих от персонала принятия неотложных мер по их выявлению и устранению, случаев обесточения подстанций 35-110 кВ, питающих распределительные электросети 6-20 кВ.

I.2. В предприятиях электрических сетей (ПЭС) на основе данной Типовой инструкции должна быть разработана местная инструкция, учитывающая особенности электрической схемы, структуры и принятого порядка обслуживания и другие факторы.

I.3. За правильную организацию работы персонала по отысканию и ликвидации нарушений в электросетях 0,38-20 кВ, за правильное взаимодействие с потребителями и другими предприятиями и организациями, участвующими в ликвидации нарушений (в дальнейшем - смежными организациями), несут ответственность руководители ПЭС и его структурных подразделений: начальники и заместители начальников оперативно-диспетчерской службы (ОДС) и районов электрических сетей (РЭС), мастера участков электросетей.

За проведение работ по локализации повреждений и других нарушений в электросетях 0,38-20 кВ и восстановление электроснабжения потребителей несет ответственность оперативный персонал: де-

журный диспетчер ПЭС, дежурный диспетчер РЭС, персонал оперативно-выездной бригады (ОВБ).

I.4. Дежурный диспетчер ПЭС (или РЭС), в управлении которого находится электроустановка, где произошло нарушение в работе, единолично принимает решение, отдает распоряжение и координирует действия, участвующего в ликвидации нарушения персонала независимо от присутствия на диспетчерском пункте лиц вышестоящего административного или технического персонала.

I.5. Все распоряжения диспетчера ПЭС (РЭС) по вопросам, входящим в его компетенцию (разд.2), должны выполняться персоналом ПЭС (РЭС) и смежных организаций (механизированные колонны, транспортные предприятия и т.д.) немедленно и безоговорочно.

Если распоряжение диспетчера представляется подчиненному персоналу ошибочным, последний обязан указать на это диспетчеру и выполнить такое распоряжение только после подтверждения.

Отменить распоряжение дежурного диспетчера РЭС может только он сам или диспетчер ПЭС. Распоряжение дежурного диспетчера ПЭС могут отменить начальник ОДС, главный инженер ПЭС или их заместители.

I.6. Распоряжения, угрожающие безопасности людей и сохранности оборудования, не должны выполняться. Об отказе выполнить такое распоряжение оперативный персонал обязан сообщить лицу, отдавшему это распоряжение, а также главному инженеру ПЭС или начальнику ОДС и сделать запись об этом в оперативном журнале.

I.7. Указания лиц вышестоящего административного и технического персонала дежурному диспетчеру ПЭС (РЭС) при ликвидации нарушения должны носить, как правило, рекомендательный характер. Действия этого персонала должны согласовываться с дежурным диспетчером и не вызывать возражений с его стороны.

При неуверенности, медлительности или ошибках диспетчера ПЭС (РЭС) или при возражении с его стороны на указания лица из вышестоящего административного или технического персонала это лицо может принять руководство ликвидацией аварийного положения на себя или поручить это другому оперативному работнику. Такая передача функций должна быть оформлена в оперативном журнале с последующим уведомлением старшего оперативного лица - дежурного диспетчера энергосистемы или ПЭС. С этого момента отстраненный дежурный

диспетчер ПЭС (РЭС) обязан выполнять все распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией нарушений.

I.8. Во время ликвидации нарушений на диспетчерском пункте могут находиться руководители ПЭС (РЭС) и те работники, присутствие которых необходимо для ликвидации аварий.

I.9. О возникших нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ, принимаемых мерах и предполагаемых сроках ликвидации повреждений и восстановления электроснабжения потребителей дежурный диспетчер должен сообщить руководству ПЭС и его структурных подразделений, вышестоящему оперативному персоналу, партийным и советским органам на местах и потребителям в порядке, указанном в табл.I.

Таблица I

Кому сообщается	Кто сообщает	
	В рабочее время	В нерабочее время
Мастеру участка электросети	Диспетчер РЭС, немедленно обо всех нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ закрепленного участка	Диспетчер РЭС, немедленно о нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ, связанных с прекращением электроснабжения потребителей или с необходимостью выдачи наряда, организации дополнительных бригад
Руководству РЭС	Диспетчер РЭС, немедленно обо всех нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ, связанных с прекращением электроснабжения потребителей	Диспетчер РЭС, немедленно о нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ, связанных с прекращением электроснабжения потребителей I категории по надежности, а также зернотоков в период уборки урожая, котельных в отопительный сезон и других подобных объектов (ответственных потребителей) или с прекращением электроснабжения большого числа малоответственных потребителей
Диспетчеру ПЭС	Диспетчер РЭС, немедленно обо всех нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ, связанных с прекращением электроснабжения потребителей	Диспетчер РЭС, немедленно

Продолжение таблицы I

Кому сообщается	Кто сообщает	
	В рабочее время	В нерабочее время
Руководству ПЭС	Диспетчер ПЭС, немедленно обо всех нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ, связанных с прекращением электроснабжения ответственных потребителей или большого числа малоответственных потребителей. Об остальных нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ при ежедневном рапорте	Диспетчер ПЭС, немедленно обо всех авариях, связанных с прекращением электроснабжения большого числа ответственных потребителей или с массовыми отключениями линий 6-20 кВ
Диспетчеру энергосистемы	Диспетчер ПЭС, немедленно обо всех нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ, связанных с прекращением электроснабжения большого числа ответственных потребителей или с массовыми отключениями линий 6-20 кВ.	
	Диспетчер ПЭС при ежедневном рапорте обо всех нарушениях в электросетях 6-20 кВ, связанных с прекращением электроснабжения потребителей	
Ответственным лицам потребителей	Диспетчер РЭС, немедленно обо всех нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ, связанных с прекращением электроснабжения этих потребителей.	Диспетчер РЭС, немедленно обо всех нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ, связанных с прекращением электроснабжения, при наличии у потребителей круглосуточного дежурства персонала.
	Диспетчер РЭС, после определения зоны (места) и объема повреждения и ожидаемого срока восстановления электроснабжения при прекращении электроснабжения ответственных потребителей.	
	Диспетчер РЭС, руководство РЭС или мастер участка электросети при запросах	
Партийным, советским и хозяйственным органам района	Руководство ПЭС или РЭС обо всех нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ, связанных с прекращением	Руководство ПЭС или РЭС при массовых нарушениях в электросетях 0,38-20 кВ из-за

Окончание таблицы I

Кому сообщается	Кто сообщает	
	В рабочее время	В нерабочее время
	электроснабжения ответственных потребителей или большого числа потребителей.	стихийных явлений, требующих срочной помощи местных органов.
	Руководство ПЭС или РЭС, диспетчер ПЭС или РЭС при запросах	Диспетчер ПЭС или РЭС, руководство ПЭС или РЭС при запросах
Руководству энергосистемы	Диспетчер энергосистемы при массовых отключениях линий 6-20 кВ.	По местным инструкциям
	Руководство ПЭС при ежедневном рапорте	
Отделу АСУ энергосистемы	По местным инструкциям	

I.I0. Взаимодействие персонала ПЭС в процессе ликвидации массовых повреждений в электрических сетях 0,38-20 кВ с персоналом потребителей, смежных организаций, а также с партийными, советскими и хозяйственными органами, включая вопросы привлечения персонала и использования техники, должно быть заблаговременно определено взаимно согласованными документами.

I.II. Персонал ПЭС и привлекаемый к ликвидации нарушений в электросетях 0,38-20 кВ персонал потребителей и смежных организаций должен быть обучен действиям по ликвидации различных нарушений путем проведения работы с ним в соответствии с действующими "Руководящими указаниями по организации работы с персоналом".

Обучение персонала потребителей и смежных организаций, допускаемого к оперативным переключениям и устранению повреждений в электроустановках энергосистемы, должно быть организовано ПЭС.

I.I2. На диспетчерских пунктах должен находиться список персонала потребителей и смежных организаций, привлекаемого к ликвидации нарушений в электросетях 0,38-20 кВ, с указанием местонахождения этого персонала, способа связи с ним и перечня разрешенных ему действий в электроустановках энергосистемы.

I.I3. В ПЭС и его структурных подразделениях должен быть создан неснижаемый аварийный запас электрооборудования, запасных частей к нему и материалов в количестве, определяемом действующи-

ми нормами. Номенклатура аварийного запаса по местам хранения и порядок его использования определяются местными инструкциями.

I.I4. Оперативно-выездные бригады должны иметь постоянный запас материалов и запасных частей к электрооборудованию. Транспортные средства, закрепляемые за ОВБ, должны быть оснащены средствами радиосвязи с диспетчером, инвентарем, инструментами, такелажными приспособлениями и защитными средствами, необходимыми для устранения небольших по объему повреждений. Рекомендуется дополнительно оснащать ОВБ переносными портативными радиостанциями, которые используются для оперативных переговоров между электромонтером и шофером-электромонтером ОВБ при их нахождении в разных местах. Для возможности выполнения работ в ночное время ОВБ должны быть оснащены средствами местного освещения: дополнительными фарами на автомобилях, аккумуляторными или керосиновыми фонарями и т.д. Радиостанция для связи ОВБ с диспетчером должна быть в состоянии постоянной готовности, непосредственно перед каждым выездом ОВБ с ремонтно-производственной базы следует опробовать ее работу.

2. ОРГАНИЗАЦИЯ ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,38-20 кВ

2.I. Для ликвидации нарушений должны быть приняты немедленные меры по:

устранению опасности для жизни людей и обеспечению сохранности оборудования;

обеспечению нормальной работы оставшегося под напряжением оборудования;

восстановлению электроснабжения отключенных потребителей;

локализации поврежденного участка, отысканию и ремонту поврежденного элемента с последующим восстановлением нормальной схемы электроснабжения потребителей.

2.2. При получении информации о нарушении работы оборудования (срабатывание устройств защиты, сигнализации и телемеханики, сообщение потребителей или персонала ПЭС) диспетчер ПЭС (РЭС) должен:

определить, на каком из объектов произошло нарушение и характер этого нарушения;

определить наличие опасности для жизни людей и сохранность оборудования и принять меры по предотвращению этой опасности путем организации охраны или усиленного контроля, снижения нагрузки или отключения оборудования;

определить, какие переключения необходимо выполнить для локализации повреждения и для восстановления электроснабжения потребителей и кто их будет выполнять;

определить, нужно ли для выполнения переключений привлечение персонала потребителей и (или) смежных организаций;

решить, кто должен быть привлечен к отысканию повреждения.

2.3. Решение о порядке ликвидации нарушения диспетчер должен принимать с учетом наличия и местонахождения персонала ПЭС (РЭС), возможности привлечения смежных организаций и потребителей, схемы сети (наличие и расположение секционирующих и резервирующих коммутационных аппаратов, оснащенность их устройствами автоматики и телемеханики), наличия транспорта и возможности проезда, погодных условий, степени ответственности отключенных потребителей.

О намеченном порядке действий диспетчер ПЭС (РЭС) должен информировать руководство ПЭС (РЭС) и вышестоящего диспетчера.

2.4. Восстановление электроснабжения при прочих равных условиях необходимо начинать с включения тех объектов электросети, от которых осуществляется питание наиболее ответственных из числа отключенных потребителей, а при одинаковой степени их ответственности - тех, от которых обеспечивается электроснабжение наибольшего числа потребителей.

Для ускорения восстановления электроснабжения ответственных потребителей при необходимости следует организовывать дополнительные оперативные и ремонтные бригады, в том числе с привлечением персонала, высвобождающегося в результате прекращения плановых работ.

2.5. При аварийном отключении в одном ПЭС линии 6-20 кВ или подстанции 35-110 кВ, от которых, помимо потребителей данного ПЭС, питаются потребители соседнего ПЭС, дежурный диспетчер первого ПЭС должен сообщить диспетчеру соседнего ПЭС всю информацию, позволяющую судить о месте и характере повреждения. В дальнейшем диспетчеры обоих ПЭС должны безотлагательно информировать один другого о предпринимаемых действиях, о результатах отыскания и устранения повреждений и о переключениях коммутационными аппаратами, разделяющими обслуживаемые участки электросети.

Координация действия персонала этих ПЭС осуществляется диспетчером ПЭС - владельца источника питания.

2.6. Переключения по локализации повреждения и восстановлению электроснабжения потребителей должен выполнять в первую очередь персонал ОВБ и другой оперативный персонал. Для ускорения восстановления электроснабжения ответственных потребителей в условиях бездорожья при одновременном отключении нескольких линий 6-20 кВ и в других подобных случаях к переключениям следует привлекать оперативно-ремонтный персонал.

2.7. Отыскание в дневное время места повреждения на отключенном в результате переключений по локализации повреждения участке электросети, к которому подключены потребители, как правило, организуется немедленно. Порядок отыскания места повреждения в темное время суток, при неблагоприятной погоде и на участках, к которым не подключены потребители, определяется местными инструкциями.

2.8. Поиск места и устранение повреждения, как правило, должно выполняться ремонтным персоналом.

Осмотры поврежденных участков электросети силами ОВБ разрешается проводить только при отсутствии других нарушений в электрических сетях 0,38-20 кВ РЭС и после восстановления электроснабжения потребителей, подключенных к неповрежденным участкам электросети.

В случаях, когда повреждение обнаружено ОВБ или его место и характер известны из других источников, ОВБ может по разрешению и под руководством диспетчера выполнять небольшие по объему восстановительные работы (замена изоляторов, вязок и т.д.).

2.9. Аварийно-восстановительные работы в электрических сетях 0,38-20 кВ должны выполняться по оперативным заявкам на вывод в ремонт соответствующих электроустановок в порядке, предусмотренном действующей "Типовой инструкцией по организации оперативного обслуживания электросетей 0,38-20 кВ сельскохозяйственного назначения". Заявку должно подавать лицо, организующее эти работы.

Заявки на вывод в ремонт электроустановок 6-20 кВ подаются диспетчеру ПЭС и разрешаются руководством ПЭС, а в его отсутствие - начальником оперативно-диспетчерской службы либо диспетчером ПЭС в пределах своей смены. Право подавать эти заявки предо-

ставляется руководству РЭС, а в его отсутствие - мастеру участка электросети либо в пределах своей смены - диспетчеру РЭС (при выполнении работ под его руководством).

Порядок подачи и разрешения заявок на вывод в ремонт электроустановок 0,38 кВ определяется местными инструкциями.

3. ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПРИ ОБЕСТОЧЕНИИ ПОДСТАНЦИИ 35-110 кВ, ПИТАЮЩЕЙ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ 6-20 кВ

3.1. В случае обесточения подстанции 35-110 кВ, питающей распределительные электросети 6-20 кВ, диспетчер РЭС должен выяснить у диспетчера ПЭС или у лиц, ответственных за обслуживание подстанции, ожидаемые сроки подачи напряжения.

3.2. Диспетчеры ПЭС и РЭС принимают меры по подаче напряжения в сеть 6-20 кВ или на отдельные ее участки по резервирующим линиям от других источников питания, если восстановление напряжения на подстанции потребует длительного времени.

При наличии технической возможности по одной из резервирующих линий 6-20 кВ следует подать напряжение на шины обесточенной подстанции для ремонтных нужд, питания устройств связи и остальных отходящих от подстанции линий или части из них.

3.3. Если в функции ОВБ РЭС, кроме оперативного обслуживания распределительной электросети 6-20 кВ, входит и обслуживание подстанций 35-110 кВ, эта ОВБ выполняет, как правило, переключения в такой последовательности, чтобы обеспечить быстрейшую подачу напряжения на обесточившуюся подстанцию.

3.4. Варианты схем и режимы работы электросети 6-20 кВ при обесточении тех или иных источников питания должны быть разработаны заранее.

4. ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПРИ АВТОМАТИЧЕСКОМ ОТКЛЮЧЕНИИ ЛИНИИ 6-20 кВ

4.1. При автоматическом отключении линии 6-20 кВ необходимо:

проверить срабатывание защит по указателям, записать результаты показания фиксирующих приборов, после чего сквитировать их;

осмотреть оборудование ячейки;

опробовать линию включением выключателя. Опробование должно производиться независимо от наличия устройства АПВ;

определить возможную зону повреждения по показаниям фиксирующих приборов, срабатыванию защит и автоматики.

4.2. При успешном включении выключателя линии следует проверить наличие нормального напряжения у наиболее ответственных и наиболее удаленных потребителей.

Решение о необходимости и сроках проведения осмотра линии после ее успешного включения должен принимать начальник РЭС в соответствии с местными инструкциями.

4.3. При неуспешном включении выключателя линии следует выявить и локализовать поврежденный участок путем разделения линии на части и поочередного опробования их подачей напряжения.

4.4.. При выборе точки разделения линии необходимо учитывать местонахождение привлекаемого к переключениям персонала, наличие и местонахождение транспорта, возможность быстрого проезда к секционирующим коммутационным аппаратам.

Разделение линии на части при прочих равных условиях должно производиться вблизи подключенных к линии ответственных потребителей с расчетом первоочередного опробования части линии с этими потребителями.

Зона возможного повреждения должна быть определена диспетчером ПЭС (РЭС) с использованием показаний фиксирующих приборов и информации о зонах действия сработавших защит и указателей поврежденного участка.

4.5. После разделения линии на части напряжение для опробования подается на ту ее часть, где по показаниям фиксирующих приборов, срабатыванию защиты и автоматики повреждение не предполагается. Предварительный осмотр этой части линии не требуется.

При примыкании опробуемой части линии к подстанции, распределительному пункту или секционирующему выключателю напряжение на нее следует подавать включением выключателя. Кроме того, включением выключателя (выключателя нагрузки) следует подавать напряжение, если оставшаяся на опробуемой части линии нагрузка превышает допустимую для коммутации разъединителем. В остальных случаях разрешается подавать напряжение включением разъединителя.

4.6. Показателем успешного опробования линии или ее части является удержание ее под напряжением в течение времени, превышающего время срабатывания релейной защиты, а при многократных отключениях (см.п.4.I3) - в течение не менее I0 мин.

4.7. Если опробование одной части линии прошло успешно, следует приступить к определению и локализации поврежденного участка на другой ее части.

4.8. Определение и локализация поврежденного участка могут производиться путем дальнейшего последовательного деления линии или ее части или путем осмотра линии и подключенных к ней трансформаторных пунктов 6-20/0,38 кВ (ТП), либо комбинацией этих способов.

Способ и последовательность определения и локализации поврежденного участка определяет диспетчер, руководящий ликвидацией нарушения, с учетом степени ответственности отключенных потребителей, протяженности, схемы и конфигурации отключенной части линии, возможностей организации осмотра и других конкретных условий. Пример последовательности определения и локализации поврежденного участка дан в приложении.

4.9. Информация о повреждении или замыкании участка линии (сельхозмашинами, упавшим деревом), об обрыве провода, возгорании опоры и т.д. является достаточным основанием для быстрейшей локализации этого участка коммутационными аппаратами с последующим включением в работу остальных участков линии 6-20 кВ.

4.I0. Если после локализации поврежденного участка коммутационными аппаратами остаются отключенными ответственные потребители, по решению руководства РЭС может быть произведено дальнейшее разделение этого участка, например, путем рассоединения шлейфов на опоре линии.

4.II. После локализации поврежденного участка все отключенные в процессе его определения неповрежденные участки линии включаются под напряжение, а для отыскания места и определения объема и характера повреждения организуется осмотр поврежденного участка.

4.I2. При возникновении одновременного замыкания на землю на двух разных линиях и автоматическом отключении одной из них или обеих сразу линия с более ответственными потребителями или с большим числом подключенных ТП должна быть включена в работу, а

вторая - переведена на питание от другой подстанции (другой секции шин 6-I0 кВ) либо отключена. Отыскание места замыкания на землю на обеих линиях должно быть организовано в соответствии с указаниями разд.5 настоящей Типовой инструкции.

4.I3. В случае многократных отключений линии во время сильного порывистого ветра следует произвести ее осмотр для выявления мест возможных самоустраняющихся замыканий проводов из-за их разрегулирования, задевания деревьями и пр.

В случае многократных отключений линии в часы максимальных нагрузок потребителей или при запуске крупных электрических двигателей необходимо с помощью самопишущих приборов или по щитовым амперметрам проконтролировать соответствие фактической нагрузки уставкам релейной защиты.

В других случаях многократных отключений линии необходимо проверить исправность выключателя и его привода, исправность и правильную настройку устройств релейной защиты головного участка и прилежащих элементов сети (секционирующих выключателей, предохранителей ТП). Для выявления неселективности по решению руководства РЭС могут быть отключены все или часть подключенных к линии ТП и их обратное включение произведено только после успешного опробования линии рабочим напряжением.

5. ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПРИ ЗАМЫКАНИИ НА ЗЕМЛЮ ИЛИ ПРИ ИСЧЕЗНОВЕНИИ НАПРЯЖЕНИЯ НА ОДНОЙ ФАЗЕ В ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ 6-20 кВ

5.I. Отыскание места замыкания одной фазы сети 6-20 кВ на землю, его локализация или устранение повреждения должны быть произведены как можно быстрее во избежание перехода однофазного замыкания в междуфазное и повреждения других элементов сети. При возникновении замыкания на землю все оперативные переключения в сети 6-20 кВ, не связанные с его отысканием, запрещаются.

5.2. Отыскание места замыкания на землю следует производить в зоне электрически связанной сети 6-20 кВ, включающей воздушные и кабельные линии, ошиновку подстанций и обмотки трансформаторов того же напряжения.

5.3. Проверка отсутствия замыкания на землю на ошиновке и трансформаторах 35-II0/6-20 кВ должна производиться в соответст-

вии с действующими инструкциями по ликвидации аварий в электроустановках подстанций.

5.4. Поврежденная линия 6-20 кВ может быть выявлена по показаниям устройств селективной сигнализации либо одним из следующих способов:

измерением у первых опор линии приборами "Поиск", "Волна", "Зонд" и им подобными (предпочтительный способ);

поочередным переводом линий на другой источник питания (соседнюю подстанцию, другую секцию шин), если такой перевод не связан с перерывом электроснабжения потребителей;

поочередным кратковременным отключением линий.

5.5. Для отыскания места повреждения на линии должны использоваться приборы "Поиск" или им подобные.

5.6. Допускается производить определение и локализацию поврежденного участка путем кратковременных отключений участков электросети или их переводом на другие источники питания.

При выполнении этих переключений операции с разъединителями разрешается производить, если отключаемая нагрузка не превышает I5 А, а ток замыкания на землю в сети не превышает значений, приведенных в табл.2.

Таблица 2

Номинальное напряжение, кВ	Разъединители внутренней установки			Разъединители наружной установки	
	Расстояние между осями полюсов, м	без изолирующих перегородок	с изолирующими перегородками	Расстояние между осями полюсов, м	Ток замыкания на землю, А, не более
		Ток замыкания на землю, А, не более			
6	0,2	4,0	6,0	0,4	7,5
I0	0,26	3,0	4,5	0,5	6,0
20	-	-	-	0,435	2,0

5.7. Наличие повреждения на отключаемом или переводимом на другой источник питания участке электрической сети должно определяться по исчезновению земли в сети, питающейся от первого источника, и (или) по ее появлению в сети второго источника. Контроль за наличием или исчезновением земли в сети осуществляется по устройствам сигнализации на подстанциях.

При условиях, допускающих использование указателя напряжения, наличие замыкания на землю можно установить по слабому свечению или полному отсутствию свечения лампочки индикатора на поврежденной фазе при нормальном свечении лампочки на неповрежденных фазах.

5.8. Если место повреждения не удалось отыскать с помощью приборов "Поиск" или им подобных, то следует произвести осмотр поврежденного участка. Осмотр рекомендуется производить без отключения напряжения.

5.9. Если при осмотре поврежденного участка повреждение не обнаружено, следует произвести верховую ревизию линий 6-20 кВ и ТП. При необходимости зону поиска следует предварительно сократить путем разделения участка рассоединением шлейфов и опробованием каждой из частей рабочим напряжением.

5.I0. В случае, когда продолжительность работы сети 6-20 кВ с замыканием на землю ограничена (например, при питании линий от тяговых подстанций железной дороги), одновременно с организацией отыскания повреждения следует при наличии технической возможности перевести питание линии от другой подстанции.

При неосуществимости такого перевода и невозможности продолжения работы линии с замыканием на землю поврежденную линию необходимо отключить. Повреждение в этом случае следует отыскивать последовательным разделением линии с ее кратковременным включением под напряжение после каждого разделения для проверки наличия замыкания на землю.

5.II. Об исчезновении напряжения на одной фазе диспетчер узнает, как правило, по сообщению потребителя (не включаются трехфазные двигатели) или по показанию вольтметров, измеряющих фазное напряжение ("перекос фаз").

5.I2. Основными причинами исчезновения напряжения на одной фазе в электросети 6-20 кВ являются: недовключение разъединителей и (реже) выключателей, повреждение шлейфов у разъединителей и на анкерных опорах, нарушение контакта в соединениях проводов или шин, перегорание предохранителя, обрыв провода.

5.I3. Поиск повреждения, являющегося причиной исчезновения напряжения на одной фазе в электросети 6-20 кВ, рекомендуется производить осмотром, учитывая следующее:

если отсутствует напряжение на одной фазе у потребителей только одного ТП, повреждение произошло на этом ТП или на ответвлении к нему от линии 6-20 кВ;

если отсутствует напряжение на одной фазе у потребителей, питающихся только от одного ответвления от линии 6-20 кВ, повреждение произошло на этом ответвлении, на участке от места подсоединения данного ответвления к линии до места подсоединения ответвления к первому из ТП, считая со стороны источника питания. Контроль наличия или отсутствия напряжения должен производиться путем измерения значений всех фазных и линейных напряжений на шинах 0,38 кВ ТП.

5.I4. Одновременное возникновение на одной и той же линии 6-20 кВ двух повреждений - замыкание фазы на землю и исчезновение напряжения на одной фазе - может явиться следствием обрыва и падения провода линии. Линия с такими признаками повреждения может быть оставлена в работе для отыскания повреждения или отключена по решению начальника РЭС. Решение должно приниматься с учетом технического состояния линии и особенностей прохождения ее трассы.

6. ДЕЙСТВИЯ ПЕРСОНАЛА ПРИ ПОВРЕЖДЕНИЯХ И НЕНОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМАХ РАБОТЫ НА ТП И В ЭЛЕКТРОСЕТИ 0,38 кВ

6.I. При поступлении сообщения об исчезновении напряжения или других неисправностях на одном ТП диспетчер РЭС должен организовать его осмотр силами персонала РЭС либо персонала потребителя.

При осмотре необходимо проверить включенное положение разъединителя ТП и отсутствие видимых признаков повреждения: пожара, выброса масла, перекрытий изоляции, набросов, посторонних шумов и т.д.

При этом осмотре запрещается без ведома диспетчера и оформления аварийной заявки производить какие-либо действия, требующие для обеспечения безопасности отключения ТП или трансформатора со стороны 6-20 кВ.

6.2. Если при осмотре неисправность не обнаружена, необходимо с помощью измерительного прибора или указателя напряжения проверить наличие напряжения на всех фазах шин 0,38 кВ ТП и на каждой из отходящих линий 0,38 кВ.

6.3. Отсутствие напряжения на шинах 0,38 кВ при включенном разъединителе ТП свидетельствует о наличии повреждения в его схеме. В этом случае ТП необходимо в установленном порядке вывести в ремонт и продолжить поиск повреждения: осмотреть ошиновку 6-10 кВ, проверить целость предохранителей и (при наличии мегаомметра) целость цепи обмоток и сопротивление изоляции трансформатора.

6.4. Если при проверке обнаружены перегоревшие предохранители 6-10 кВ и отсутствуют признаки других повреждений ТП и трансформатора, предохранители следует заменить и произвести пробную подачу напряжения на ТП и трансформатор при отключенной нагрузке. При отсутствии в схеме ТП выключателей (выключателей нагрузки) подачу напряжения допускается производить разъединителем.

6.5. При повреждении ошиновки, аппаратов 0,38 кВ или других элементов ТП следует произвести их ремонт или замену в соответствии с инструкциями по их эксплуатации.

6.6. При повреждениях трансформатора или КТП, объем или характер которых не позволяют выполнить их ремонт на месте установки, руководством РЭС или мастером участка электросетей должна быть организована замена поврежденного оборудования.

6.7. Если по каким-либо причинам замена поврежденного трансформатора или КТП не может быть произведена в согласованные с потребителем сроки (отсутствие резервного трансформатора, невозможность проезда и др.), по решению руководства РЭС питание всех или части потребителей может быть переведено по сети 0,38 кВ на другие ТП. В этом случае у оставшихся в работе ТП допускается перегрузка трансформаторов до 40% сверх номинального тока общей продолжительностью не более 6 ч в сутки не более 5 сут.подряд.

6.8. При поступлении сообщения об исчезновении напряжения у одного потребителя и наличии напряжения у других потребителей данного ТП следует проверить включенное положение коммутационного аппарата линии 0,38 кВ (автоматического выключателя, рубильника), целость предохранителей. Отключившуюся линию 0,38 кВ следует включить повторно, а затем независимо от успешности повторного включения произвести ее осмотр для выявления причин отключения. Кроме того, необходимо проверить отсутствие самовольно подключенных к линии электроприемников.

При обнаружении повреждений на линии она в установленном порядке должна быть выведена в ремонт, а повреждения устранены в соответствии с действующей "Инструкцией по эксплуатации линий электропередачи напряжением до I000 В".

Порядок самостоятельных действий персонала при нарушениях в электросетях 0,38 кВ и отсутствии связи с диспетчером определяется местными инструкциями.

6.9. В случае если повреждений в сети 0,38 кВ и на ТП не обнаружено, следует сообщить об этом потребителю и предложить ему провести тщательный осмотр собственных электроустановок.

6.I0. Многократные отключения линии 0,38 кВ, когда повреждение на ней обнаружить не удается, могут быть следствием причин, подобных изложенным для линий 6-20 кВ. Способы выявления причин таких отключений линий 0,38 кВ аналогичны способам для линий 6-20 кВ. Контроль тока нагрузки следует выполнять с помощью токоизмерительных клещей или самопишущих приборов на всех фазах и в нулевом проводе для выявления возможной перегрузки одной из фаз.

6.II. При поступлении жалобы на низкий или высокий уровень напряжения в электросети 0,38 кВ от потребителей одного ТП необходимо:

проверить степень неравномерности загрузки фаз трансформатора и линий 0,38 кВ и при необходимости загрузку перераспределить;

переключить на другое положение переключатель ответвлений обмотки трансформатора.

6.I2. При поступлении жалоб от потребителей нескольких ТП разных линий зоны одной подстанции на низкий (высокий) уровень напряжения следует отрегулировать режим напряжения в сети 35-II0 кВ.

6.I3. При жалобах потребителей на повышенный уровень напряжения (в начале линий 6-20 кВ) и на пониженный уровень напряжения (в конце линий 6-20 кВ) необходимо отрегулировать режимы напряжения в сети 35-II0 кВ и на ТП.

6.I4. Перегруженные трансформаторы ТП должны быть в установленном порядке разгружены путем отключения самовольно подключенных электроприемников или заменены трансформаторами большей мощности.

7. ОСОБЕННОСТИ ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ, СВЯЗАННЫХ СО СТИХИЙНЫМИ ЯВЛЕНИЯМИ, В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 0,38-20 кВ

7.1. К стихийным явлениям, которые могут вызвать массовые повреждения и нарушения в электрических сетях 0,38-20 кВ, относятся:

интенсивные гололедно-изморозевые отложения на проводах воздушных линий электропередачи и налипание мокрого снега на проводах;

"пляска" проводов; сильные ветры; понижение температуры воздуха ниже расчетной; обильные снегопады и метели; паводок; гроза.

7.2. Аварийно-восстановительные работы при стихийных явлениях или исключительно тяжелых погодных условиях должны организовываться и выполняться при тесном взаимодействии с партийными и советскими органами.

7.3. При большом объеме повреждений, когда восстановление электроснабжения потребителей только силами РЭС (ПЭС) связано с длительным простоем многих ответственных потребителей, к ликвидации этих повреждений должен в установленном порядке привлекаться персонал, техника и материалы строительно-монтажных организаций и потребителей.

7.4. В тех случаях, когда вследствие создавшихся погодных и иных условий отыскание и устранение повреждений невозможно или связано с непосредственной опасностью для жизни и здоровья людей, принимаемые меры по решению руководства РЭС ограничиваются локализацией поврежденного участка и включением остальных (исправных) участков линии.

7.5. При снежных заносах, в условиях бездорожья или затопления для проведения операций с удаленными от РЭС и труднодоступными коммутационными аппаратами в электросетях 0,38-20 кВ необходимо в установленном порядке привлекать персонал потребителей.

7.6. Выезд с базы оперативных и ремонтных бригад при сильных морозах и снегопадах должен производиться только с ведома руководства РЭС. Транспортные средства должны иметь утепленные кабины (будки).

При выезде в зону затопления бригада должна быть оснащена плавучими средствами, а персонал - индивидуальными спасательными средствами.

7.7. При поступлении предупреждений о гололедной опасности диспетчер ПЭС (РЭС) обязан немедленно организовать получение информации от государственных метеостанций и из других источников и наблюдение за гололедообразованием на ведомственных метеопостах и на проводах линий электропередачи по принятой в ПЭС схеме наблюдения.

7.8. Гололедно-изморозевые отложения должны удаляться с проводов путем плавки электрическим током в соответствии с "Методическими указаниями по плавке гололеда переменным током" (М.: СПО Союзтехэнерго, 1983), а при невозможности плавки - механическим путем.

Момент начала плавки гололедных отложений определяется с таким расчетом, чтобы при продолжающемся гололедообразовании размеры отложения на проводах последней по очередности плавки линии не успели превысить предельно допустимых значений.

7.9. При возникновении "пляски" проводов следует в кратчайшие сроки выявить все участки линий, подвергшиеся этому явлению. Для осмотра линий выделяется максимальное количество бригад и используются транспортные средства, включая вертолеты.

Для снижения повреждаемости линий 6-20 кВ от "пляски" проводов необходимо организовать удаление (плавку) гололедных отложений. При невозможности удаления гололедных отложений сокращение продолжительности аварийного простоя потребителей может быть достигнуто отключением участков линий с наиболее интенсивной "пляской".

На участках линий, подвергавшихся интенсивной "пляске" проводов, следует организовать верховую ревизию для проверки состояния проводов в узлах их крепления к изоляторам, проверки подгорания проводов в пролете.

7.10. При затоплении отдельных участков линии и снижении габаритов между линией и уровнем паводковых вод с указанных участков должно быть снято напряжение путем отключения ближайших секционирующих коммутационных аппаратов или разрезания шлейфов на ближайших анкерных опорах.

7.11. При стихийных явлениях в связи с возможностью массовых повреждений участок линии, локализованный в соответствии с указаниями разд.4, должен быть осмотрен полностью для выявления неисправностей.

8. ВРЕМЕННЫЕ МЕРЫ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

8.1. Повреждения в электросетях 0,38-20 кВ по сложности их устранения условно подразделяются на простые и сложные. Примерами простых повреждений являются набросы на провода, срывы изоляторов, выпадание крючьев из деревянных опор и т.д. К сложным повреждениям относятся обрывы проводов, падение опор, повреждение разъединителей, кабелей и др.

Перечень простых и сложных повреждений устанавливается местными инструкциями.

8.2. Простые повреждения должны устраняться так, чтобы поврежденный элемент был восстановлен в соответствии с действующими нормами и инструкциями по эксплуатации и другими руководящими документами и в дальнейшем не требовал бы повторного ремонта.

Во всех случаях, когда это возможно, сложные повреждения также должны устраняться с выполнением требований действующих норм, инструкций и руководящих документов.

8.3. В отдельных случаях, когда немедленное выполнение требований действующих норм, инструкций и руководящих документов не представляется возможным, необходимо временно устранить сложные повреждения либо создать временную схему электроснабжения.

8.4. При наличии связи с аварийно-восстановительной бригадой временные технические или схемные решения должны использоваться с разрешения начальника РЭС. Порядок использования таких решений при отсутствии связи с бригадой устанавливается местными инструкциями.

8.5. Все выполненные временные технические решения должны быть зарегистрированы в журнале (картотеке) дефектов, а схемные - в оперативной документации.

8.6. При использовании временных технических или схемных решений в кратчайший срок должен быть выполнен повторный ремонт для приведения электроустановки в соответствие с требованиями действующих норм, инструкций и руководящих документов. Срок повторного ремонта должен быть определен не позднее чем в течение трех суток с момента выполнения временных решений.

Сроки не более двух недель устанавливаются распоряжением начальника РЭС или его заместителя, более длительные - распоряжением главного инженера ПЭС или его заместителя.

8.7. В качестве временных технических решений допускается:

а) при повреждениях проводов:

их соединение через вставки из проводов других марок и сечений;

соединения болтовыми зажимами и скруткой;

выполнение анкерного крепления на промежуточных опорах, предварительно укрепленных оттяжками или подкосами;

б) при повреждениях деревянных и железобетонных опор:

установка деревянных непропитанных приставок диаметром в верхнем отрубе не менее 16 см с заглублением не менее 1,4 м;

установка временных накладок в месте излома;

использование цепных или тросовых стяжек вместо бандажей;

использование оттяжек и подкосов;

снижение габаритов линии электропередачи 6-20 кВ до земли до 6 м в населенной местности и до 5 м в ненаселенной, а также до уровня паводковых вод в несудоходных реках до 2,5 м;

для увеличения габаритов до земли и до пересекаемых объектов увеличение тяжения проводов линий электропередачи 6-20 кВ до значения напряжения в материале провода в режиме максимальных внешних нагрузок, равного 60% временного сопротивления на разрыв. Расчет провода следует вести по температуре, характерной для периода, в течение которого применяется временное решение;

в) при повреждениях кабельных вставок на переходе линий электропередачи 6-20 кВ под линиями 35-500 кВ:

устройство временного воздушного перехода с уменьшением расстояния между проводами пересекающихся линий на 1 м по сравнению с нормами действующих Правил устройства электроустановок;

временная установка опор линий электропередачи 6-20 кВ под проводами линий высших классов напряжения с обеспечением крепления изоляторов и проводов на этих опорах, исключающим возможность их срыва;

г) при повреждениях разрядников - их демонтаж;

д) при повреждениях разъединителей - их шунтирование.

Зашунтированный разъединитель (независимо от числа зашунтированных фаз) считается недействующим коммутационным аппаратом,

которым запрещается отключать участки электросети. На все время шунтирования разъединителя на мнемонических (оперативных) схемах устанавливается символ "Внимание - шунт!" Привод разъединителя должен быть демонтирован либо заперт на замок, а на его рукоятке вывешен плакат "Внимание - шунт!".

8.8. В качестве временных схемных решений допускаются:

разрезание шлейфов на опорах линий электропередачи для выделения из схемы поврежденного участка;

подключение двух и более линий 0,38-20 кВ к одному выключателю, например, при повреждении кабеля на выходе с подстанции;

снижение коэффициента чувствительности токовых релейных защит до I,05 и отказ от селективности работы защиты выключателя линий 6-20 кВ;

нагрузка проводов линий электропередачи, кабелей и ошиновки длительно допустимым по условиям нагрева током с учетом поправочных коэффициентов на условия охлаждения.

9. ПОРЯДОК РАССЛЕДОВАНИЯ НАРУШЕНИЙ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ 0,38-20 кВ И РАЗРАБОТКА ПРОТИВОАВАРИЙНЫХ МЕРОПРИЯТИЙ

9.I. Каждый случай нарушений в электросетях 0,38-20 кВ должен быть расследован в соответствии с действующей "Инструкцией по расследованию и учету нарушений в работе электростанций, сетей, энергосистем и энергообъединений".

9.2. Все должностные лица, включая устранявших повреждение электромонтеров, должны обеспечить сбор и хранение следующей информации:

о месте, характере, объеме и причинах повреждения;

о работе устройств релейной защиты, автоматики и связи;

о действиях персонала по локализации, отысканию и устранению повреждений и восстановлению электроснабжения потребителей;

о внешних воздействиях, повлиявших на возникновение и протекание нарушения - погода, электрическая нагрузка, набросы и пр.;

о характеристике поврежденного элемента (тип или марка, завод-изготовитель или монтажная организация, дата изготовления, монтажа, ремонта и т.д.);

других данных, необходимых для расследования нарушения.

Особое внимание должно быть обращено на обеспечение достоверности информации.

9.3. При нарушениях, связанных с многочисленными повреждениями основных элементов электросетей 6-20 кВ или перерывами электроснабжения потребителей I категории по надежности, для сбора информации должен быть организован выезд на место повреждения инженерно-технических работников производственных служб предприятий или РЭС.

В остальных случаях информация о нарушении может быть собрана путем осмотра натурных образцов, фотографий, эскизов и т.д. и проведения беседы с лицами, непосредственно устранявшими повреждение.

9.4. Результаты расследования причин нарушений и повреждений должны использоваться для разработки мероприятий по предотвращению подобных случаев.

9.5. Анализ действий персонала по локализации, отысканию и устранению повреждений должно проводить руководство служб РЭС после каждого нарушения в электросетях 0,38-20 кВ либо по итогам работы РЭС за месяц.

9.6. Случаи характерных повреждений, обстоятельства их возникновения и организация локализации, отыскания и ликвидации нарушений должны использоваться при обучении персонала и других формах работы с ним.

IO. МЕРЫ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ НАРУШЕНИЙ В ЭЛЕКТРОСЕТЯХ 0,38-20 кВ

IO.I. При локализации, отыскании и ликвидации нарушений в электросетях 0,38-20 кВ должны соблюдаться требования действующих правил техники безопасности и инструкций по производству оперативных переключений.

IO.2. Единичные операции выключателями и разъединителями по отключению напряжения с элементов сети 6-20 кВ в случаях, не терпящих отлагательства (попадание под напряжение людей и животных, пожар), допускается выполнять единолично и самостоятельно с последующим уведомлением диспетчера.

Если при таком отключении не возникло явных признаков исчезновения напряжения с отключенного участка (погасание лампочек,

прекращение горения электрической дуги, прекращение судорожного сокращения мышц пострадавшего), то запрещается приближаться к токоведущим частям без применения соответствующих защитных средств даже для освобождения пострадавшего.

10.3. Запрещается приближаться к месту замыкания на землю ближе чем на 8-10 м без применения защитных средств (диэлектрические боты, галоши).

10.4. Запрещается подниматься на железобетонные опоры линий электропередачи 6-20 кВ с поврежденной изоляцией до проверки целости опоры (отсутствие выгорания бетона из-за протекания токов замыкания на землю).

10.5. Запрещается подниматься на промежуточные опоры линий электропередачи 0,38-20 кВ, подвергающиеся одностороннему тяжению проводов, а также создавать одностороннее тяжение проводов на промежуточную опору в процессе выполнения аварийно-восстановительных работ без предварительного укрепления опоры подкосом или оттяжками.

10.6. Запрещается приближаться к токоведущим частям на расстояние ближе допустимого действующими правилами техники безопасности и выполнять осмотр или любые даже самые неотложные и кратковременные работы без предварительной подготовки рабочего места в соответствии с требованиями правил техники безопасности независимо от наличия или отсутствия напряжения к моменту начала работы.

Приложение

ПРИМЕР ДЕЙСТВИЙ ПЕРСОНАЛА ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ЛИНИИ 10 кВ

Подстанция "А" и распределительная сеть 10 кВ от нее (см.рисунок) обслуживаются одной ОВБ, с которой у диспетчера имеется радиосвязь. На подстанции "Б" имеется местный персонал. Телеуправление отсутствует. На подстанции "А" установлен фиксирующий прибор для определения зоны КЗ.

Повреждение ВЛ 10 кВ произошло на участке между разъединителем Р6 и дер.Красное (о чем персоналу неизвестно).

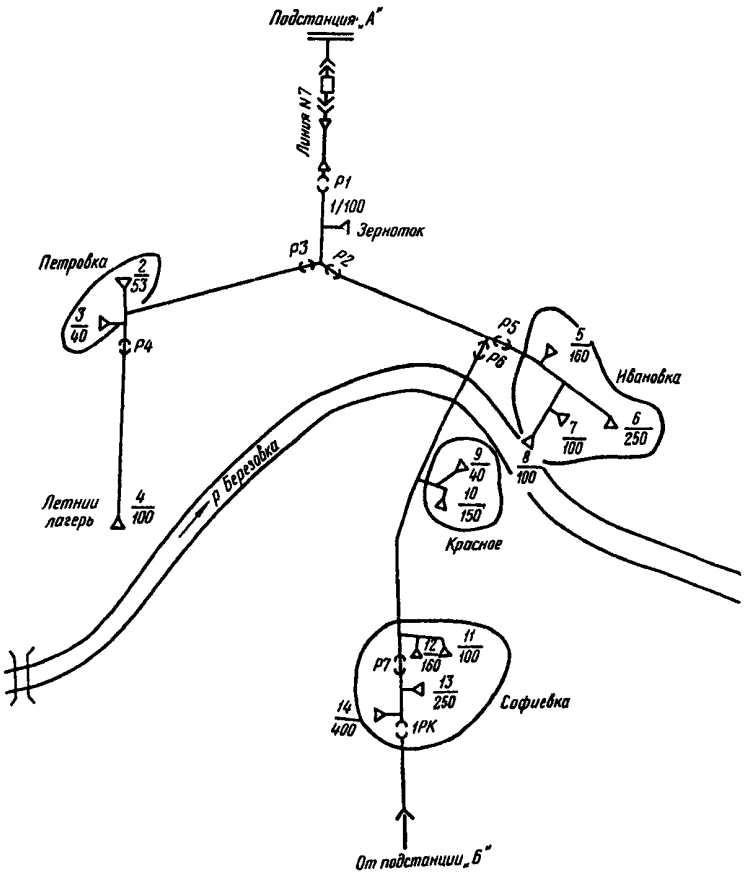

Схема электрической сети 10 кВ

Указатели поврежденного участка установлены у разъединителей Р2 и Р3.

Вариант I. В момент отключения ОВБ находится в дер.Софиевка.

Порядок ликвидации аварии:

I. Осмотреть ВЛ I0 кВ и ТП на участке от Р7 до IРК, отключить Р7 и включить IРК, подав тем самым напряжение на ТП № I3 и I4.

2. Выехать к разъединителям Р2 и Р3 для проверки срабатывания указателей поврежденного участка (сработал указатель у Р2).

3. Отключить Р2, проехать на подстанцию "А" и включить линию № 7, подав напряжение на ТП № I,2,3 и 4. По показаниям фиксирующего прибора до места повреждения - 9-II км.

4. Выехать к разъединителям Р5 и Р6, по пути контролируя состояние видимых из автомашины участков ВЛ I0 кВ между Р2 и Р5.

5. Отключить Р6 (при примерно равных по ответственности и по количеству потребителей участках, отключаемых соответственно при отключении Р5 и Р6, повреждение вероятнее на более длинной ВЛ I0 кВ).

6. Осмотреть ВЛ I0 кВ и ТП в дер.Ивановка.

7. Включить Р2, подав напряжение на ТП № 5,6,7,8.

8. Место повреждения на отключенном участке между Р6 и Р7 отыскивается осмотром. После отыскания места повреждения в зависимости от предполагаемых сроков его устранения может быть выполнено дальнейшее разделение поврежденного участка путем разрезания шлейфов на опорах с последующей подачей напряжения на все или часть простаивающих ТП № 9,I0,II и I2.

Вариант П. В момент отключения ОВБ находится на подстанции "А".

Порядок ликвидации аварии:

I. По показаниям фиксирующего прибора определить возможную зону повреждения (примерные границы за Р4, Р5 и Р6).

2. Выехать к разъединителям Р2 и Р3, проверить срабатывание указателей поврежденного участка (сработал указатель у Р2) и отключить Р2.

3. Вернуться на подстанцию "А" и включить линию № 7, подав тем самым напряжение на ТП № I,2,3,4.

4. Выехать к разъединителям Р5 и Р6, по пути контролируя состояние видимых из автомашины участков ВЛ I0 кВ между Р2 и Р5.

5. Осмотреть ВЛ 10 кВ и ТП в дер.Ивановка (повреждений не обнаружено).

6. Отключить Р6.

7. Включить Р2, подав тем самым напряжение на ТП № 5,6,7 и 8.

8. Выехать в дер.Софиевка, осмотреть ВЛ 10 кВ и ТП на участке от Р7 до I РК, отключить Р7 и включить I РК, подав тем самым напряжение на ТП № 13,14.

9. Место повреждения на отключенном участке фидера между Р6 и Р7 отыскивается осмотром.

После отыскания места повреждения в зависимости от предполагаемых сроков его устранения может быть выполнено дальнейшее разделение поврежденного участка путем разрезания шлейфов на опорах с последующей подачей напряжения на все или часть простаивающих ТП № 9,10,11 и 12.

Вариант Ш. В момент отключения ОВБ находится на подстанции "А", в дер.Софиевка находится электромонтер потребителя, допущенный к производству переключений разъединителями Р7 и I РК.

Порядок ликвидации нарушения полностью соответствует порядку ликвидации по варианту П, за исключением того, что осмотр и переключения по п.8 выполняет под руководством диспетчера электромонтер потребителя.

Вариант IУ. В момент отключения ОВБ находится в дер.Софиевка. Имеется телеуправление выключателями подстанции "А" .

Порядок ликвидации аварии:

I. Осмотреть ВЛ 10 кВ и ТП на участке от Р7 до I РК, отключить Р7 и включить I РК, подав тем самым напряжение на ТП № 13, 14.

2. Включить линию № 7 с помощью устройств телемеханики (неуспешно).

3. Выехать к разъединителям Р2 и Р3 для проверки срабатывания указателей поврежденного участка (сработал указатель у Р2).

4. Отключить Р2 и включить линию № 7 с помощью устройств телемеханики, тем самым подать напряжение на ТП № I,2,3 и 4.

Дальнейшие действия, как в варианте I.

О Г Л А В Л Е Н И Е

I. *Общие положения* 3

2. Организация ликвидации нарушений в электрических сетях 0,38-20 кВ 8

3. Действия персонала при обесточении подстанции 35-II0 кВ, питающей распределительные электрические сети 6-20 кВ II

4. Действия персонала при автоматическом отключении линии 6-20 кВ II

5. Действия персонала при замыкании на землю или при исчезновении напряжения на одной фазе в электрической сети 6-20 кВ I4

6. Действия персонала при повреждениях и ненормальных режимах работы на ТП и в электросети 0,38 кВ I7

7. Особенности ликвидации нарушений, связанных со стихийными явлениями, в электрических сетях 0,38-20 кВ 20

8. Временные меры при производстве аварийно-восстановительных работ 22

9. Порядок расследования нарушений в электросетях 0,38-20 кВ и разработка противоаварийных мероприятий 24

I0. Меры безопасности при ликвидации нарушений в электрических сетях 0,38-20 кВ 25

П р и л о ж е н и е . Пример действий персонала при отключении линии I0 кВ 26

Ответственный редактор Р.П.Васнева
Литературный редактор А.А.Шиканян
Технический редактор Б.М.Полякова
Корректор Н.В.Никольская

Подписано к печати 05.02.87 Формат 60х84
Печать офсетная Усл.печ.л 1,86 Уч.-изд.л 1,8 Тираж 2500 экз.
Заказ № 44/87 Издат. № 218/85 Цена 27 коп.

Производственная служба передового опыта эксплуатации энергопредприятий Союзтехэнерго
105023, Москва, Семеновский пер., д.15

Участок оперативной полиграфии СПО Союзтехэнерго
109432, Москва, 2-й Кожуховский проезд, д.29, строение

gost.e-ecolog.ru