

Приложение
к распоряжению ПАО «ФСК ЕЭС»
от _____ № _____

**ИНСТРУКЦИЯ
ПО ПРЕДОТВРАЩЕНИЮ РАЗВИТИЯ И ЛИКВИДАЦИИ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ
ПАО «ФСК ЕЭС»**

Содержание

Введение	4
1. Термины, сокращения и определения	4
2. Область применения	9
3. Общие положения	10
4. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима в ЕНЭС	16
4.1. Предотвращение и ликвидация отклонений частоты электрического тока	16
4.2. Предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений напряжения	16
4.3. Предотвращение и ликвидация перегрузки линий электропередачи, электросетевого оборудования	17
4.4. Предотвращение и ликвидация асинхронных режимов	18
4.5. Разделение энергосистем на несинхронные части	18
4.6. Ликвидация неполнофазных режимов в электрической сети	19
5. Ликвидация нарушений нормального режима на линиях электропередачи	19
5.1. Ликвидация нарушений нормального режима при автоматическом отключении ЛЭП	19
5.2. Предотвращение повреждения выключателей при многократных автоматических отключениях ЛЭП	24
5.3. Предупреждение нарушений нормального режима, связанных с гололедными явлениями на ВЛ	24
5.4. Полная потеря защит ЛЭП	25
6. Ликвидация нарушений нормального режима в работе оборудования подстанций	25
6.1. Автоматическое отключение силовых трансформаторов (автотрансформаторов), шунтирующих реакторов	25
6.2. Обесточивание сборных шин	27
6.3. Повреждение выключателей	32
6.4. Повреждение разъединителей	36
6.5. Автоматическое отключение СК	36
6.6. Ликвидация нарушений нормального режима с измерительными трансформаторами	36
6.7. Нарушения в работе ограничителей перенапряжений	38
6.8. Ликвидация нарушений нормального режима в схемах СН 0,4 кВ	38
6.9. Исчезновение напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи	39
7. Отыскание замыканий на землю	39
7.1. Отыскание замыканий на землю в электрических сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов	39
7.2. Отыскание замыканий на землю в сети постоянного тока подстанции	41

8. Самостоятельные действия оперативного персонала подстанций при ликвидации нарушений нормального режима, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с ДЦ.....	42
9. Действия оперативного персонала при возникновении чрезвычайных ситуаций	46
Приложение 1.....	47
Приложение 2.....	49
Приложение 3.....	52
Приложение 4.....	53
Приложение 5.....	54

Введение

Инструкция по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на объектах ПАО «ФСК ЕЭС» (далее - Инструкция) разработана в соответствии с требованиями:

- Федерального закона от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»;
- Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации, утвержденных приказом Минэнерго России от 19.06.2003 № 229;
- Правил технологического функционирования электроэнергетических систем, утвержденных постановлением Правительства Российской Федерации от 13.08.2018 № 937;
- Требований к обеспечению надежности электроэнергетических систем, надежности и безопасности объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок «Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем и объектов электроэнергетики», утвержденных приказом Минэнерго России от 12.07.2018 № 548;
- Национального стандарта Российской Федерации «Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем. Нормы и требования», утвержденного и введенного в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13.03.2018 № 129-ст (ГОСТ Р 58085-2018);
- Порядка передачи оперативной информации в ПАО «ФСК ЕЭС», утвержденного приказом ПАО «ФСК ЕЭС» от 10.01.2019 № 3;
- Типовой инструкции для оперативного персонала ПАО «ФСК ЕЭС» по поддержанию требуемых уровней напряжения в ЕНЭС, утвержденной распоряжением ПАО «ФСК ЕЭС» от 30.06.2017 № 255р;
- распоряжения ОАО «ФСК ЕЭС» от 27.06.2011 № 447р «О действиях при многократных отключениях ВЛ»;
- распоряжения ОАО «ФСК ЕЭС» от 28.10.2009 № 446р «Об организации оперативных действий диспетчеров ЦУС при автоматическом отключении ЛЭП»;
- распоряжения ПАО «Россети» от 25.06.2018 № 282р «О выводе из работы АВР на шинах 6 (10) кВ, питающих собственные нужды подстанций»;
- протокола совещания рабочей группы по совершенствованию взаимодействия ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «ФСК ЕЭС» по вопросу определения процедуры согласования диспетчерскими центрами ОАО «СО ЕЭС» инструкций ОАО «ФСК ЕЭС» по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на объектах ОАО «ФСК ЕЭС» от 26.03.2014.

1. Термины, сокращения и определения

В настоящей Инструкции используются следующие термины, сокращения и определения:

АВР - автоматическое включение резерва.

АЛАР - автоматическая ликвидация асинхронного режима.

АРМ - автоматизированное рабочее место.

АПВ - автоматическое повторное включение.

АСУ ТП - автоматизированная система управления технологическими

процессами.

АТП - административно - технический персонал.

АЧР - автоматическая частотная разгрузка.

АЭС - атомная электростанция.

ВЛ - воздушная линия электропередачи - устройство для передачи электроэнергии по проводам, расположенным на открытом воздухе и прикрепленным с помощью изоляторов и арматуры к опорам или кронштейнам и стойкам на инженерных сооружениях (мостах, путепроводах и т.п.).

Вынужденный режим - электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся сниженными запасами устойчивости в нормальном режиме и возможностью нарушения устойчивости в послеаварийном режиме.

ГЦУС МЭС - Головной центр управления сетями МЭС.

ГЩУ - главный щит управления подстанции.

ДЗШ - дифференциальная защита шин.

Диспетчерский персонал (диспетчер СО) - работники субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (диспетчеры), уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения или осуществлять изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, непосредственно воздействуя на них с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы.

Диспетчерское ведение - организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром (с разрешения диспетчера соответствующего диспетчерского центра).

Диспетчерское разрешение - разрешение совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с изменением технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемое диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу другого диспетчерского центра либо оперативному персоналу субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии.

Диспетчерское управление - организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики, энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра.

Дистанционное управление - управление коммутационными аппаратами и заземляющими ножами, технологическим режимом работы оборудования с удаленного на безопасное расстояние поста (щита, пульта, АРМа, терминала)

управления, в том числе с использованием телеуправления.

Диспетчерский центр (ДЦ) - совокупность структурных единиц и подразделений организации - субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающая в пределах закрепленной за ней операционной зоны выполнение задач и функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

ДОТУ - Департамент оперативно-технологического управления.

ЕНЭС - Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть - комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств.

ЕЭС России - Единая энергетическая система России.

Зона эксплуатационной ответственности ПМЭС - состав объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих ПАО «ФСК ЕЭС» на праве собственности или ином законном основании, в отношении которых ПМЭС осуществляет эксплуатационное обслуживание, в том числе функции оперативно-технологического управления.

ЗН - заземляющие ножи.

КВЛ - кабельно-воздушная линия электропередачи.

КЗ - короткое замыкание.

КИВ - контроль изоляции вводов.

Команда - диспетчерская команда, содержащая указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемая диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу другого диспетчерского центра или оперативному персоналу субъекта электроэнергетики (потребителю электрической энергии), либо указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемое оперативным персоналом субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии) по каналам связи другому оперативному персоналу субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии).

Контролируемое сечение - совокупность линий электропередачи и других элементов электрической сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, переток активной мощности по которым контролируется и/или регулируется в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования.

КРУ - комплектное РУ внутренней установки.

КРУН - комплектное РУ наружной установки.

КРУЭ - комплектное РУ элегазовое.

ЛЭП - линия электропередачи.

МВД - Министерство внутренних дел Российской Федерации.

Местное управление - управление коммутационными аппаратами и

заземляющими разъединителями, технологическим режимом работы оборудования путем воздействия на механический привод или от местной кнопки, ключа управления, расположенных непосредственно у коммутационного аппарата или управляемого оборудования.

МТЗ - максимальная токовая защита.

МЧС - Министерство Российской Федерации по делам гражданской обороны, чрезвычайным ситуациям и ликвидации последствий стихийных бедствий.

МЭС - филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - магистральные электрические сети.

Надежность энергосистемы - комплексное свойство (способность) энергосистемы выполнять функции по производству, передаче, распределению и электроснабжению потребителей электрической энергией путем технологического взаимодействия объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, в том числе удовлетворять в любой момент времени (как текущий, так и на перспективу) спрос на электрическую энергию, противостоять возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий, и восстанавливать свои функции после их нарушения.

Нормальный режим энергосистемы - электроэнергетический режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются резервы мощности и запасы топлива на электрических станциях, обеспечивается электроснабжение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии.

ОВ - обходной выключатель.

ОМП - определение места повреждения на ЛЭП.

Оперативный персонал ФСК - оперативный персонал подстанций и оперативный персонал (диспетчеры) ЦУС ПМЭС, ГЦУС МЭС.

Операционная зона - территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет диспетчерский центр.

ОПН - ограничитель перенапряжений.

ОПУ - общеподстанционный пункт управления.

ПА - противоаварийная автоматика.

Переключения - выполнение технологических операций по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств.

ПМЭС - филиал ПАО «ФСК ЕЭС» - Предприятие магистральных электрических сетей.

ПС - подстанция.

Подтверждение возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния (подтверждение возможности переключений) - сообщение о возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, выдаваемое оперативным персоналом на выполнение операций с находящимися в его технологическом ведении ЛЭП, оборудованием и устройствами РЗА диспетчерскому и оперативному персоналу.

Примечание: далее по тексту термин **разрешение** включает в себя диспетчерское **разрешение**, выдаваемое диспетчерским персоналом, и

подтверждение возможности переключений, выдаваемое оперативным персоналом.

Послеаварийный режим энергосистемы - установившийся электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся параметрами, сложившимися после завершения вызванного аварийным возмущением переходного процесса.

РАСП - регистратор аварийных событий и процессов.

РЗ - релейная защита.

РЗА - релейная защита и автоматика.

Режим энергосистемы (Электроэнергетический режим энергосистемы) - единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

РПН - устройство регулирования напряжения под нагрузкой.

РСК - распределительная сетевая компания.

РУ - распределительное устройство.

РУ 6-10 кВ стационарного типа - РУ внутренней установки, ячейки которого выполнены, в отличие от ячеек КРУ 6-10 кВ, без использования металлических шкафов, внутри которых образовано замкнутое (ограниченное) пространство с оборудованием и токопроводами. В РУ 6-10 кВ стационарного типа ячейки с оборудованием и токопроводами разделены между собой прочными (бетонными, кирпичными и тому подобными) перегородками.

СВ - секционный выключатель.

СО - системный оператор: АО «СО ЕЭС» и его филиалы.

СК - синхронный компенсатор.

СКРМ - средство компенсации реактивной мощности (синхронный компенсатор, шунтирующий реактор, батарея статических конденсаторов и т.п.).

СН - собственные нужды.

СШ - система, секция шин.

Технологическое ведение - подтверждение возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния линии электропередачи, оборудования и устройств, осуществляемое оперативным персоналом.

Примечание: далее по тексту, если не требуется уточнение, термин **ведение** включает в себя **диспетчерское ведение** и **технологическое ведение**.

Технологическое управление - выполняемые оперативным персоналом координация действий по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств и/или сами действия с использованием средств дистанционного управления или непосредственно на объектах электроэнергетики или энергопринимающих установках потребителей электрической энергии, исключая случаи, когда эти действия выполняются по диспетчерской команде или координируются оперативным персоналом.

Примечание: далее по тексту, если не требуется уточнение, термин **управление** включает в себя **диспетчерское управление** и **технологическое управление**.

ТСН - трансформатор собственных нужд.

УРОВ - устройство резервирования отказа выключателей.

ФСК - ПАО «ФСК ЕЭС».

Устойчивость энергосистемы - способность энергосистемы сохранять синхронную работу электрических станций после различного рода возмущений.

ЦУС ПМЭС - Центр управления сетями ПМЭС.

ЦУС РСК - центр управления сетями РСК, наделенный операционными функциями, оперативно-диспетчерская служба предприятия электрических сетей РСК, оперативно-диспетчерская служба производственного отделения РСК.

ЧАПВ - частотная автоматика повторного включения.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) - обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

ШСВ - шиносоединительный выключатель.

Электрическая сеть - совокупность технических устройств, состоящая из высоковольтных линий электропередачи и подстанций, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.

ЭЦК - электрический центр качаний.

2. Область применения

2.1. Настоящая Инструкция:

- рассматривает вопросы предотвращения развития и ликвидации наиболее характерных нарушений нормального режима на объектах ПАО «ФСК ЕЭС»;
- должна находиться на рабочем месте оперативного персонала ГЦУС МЭС и дежурного персонала ДОТУ ФСК;
- подлежит использованию для разработки на ее основании Инструкций по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической сети ПМЭС.

2.2. На рабочем месте оперативного персонала ЦУС ПМЭС должна находиться Инструкция по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической сети ПМЭС, разработанная на основании настоящей Инструкции, Инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части ЕЭС России в операционных зонах соответствующих РДУ¹, а также соответствующих ОДУ² (если в зоне эксплуатационной ответственности ПМЭС имеются объекты диспетчеризации ОДУ).

Указанная инструкция должна:

- учитывать схемно-режимные условия работы электрической сети, требования инструкций по эксплуатации и оперативному обслуживанию конкретного оборудования и устройств в зоне эксплуатационной ответственности ПМЭС, а также предусматривать порядок ликвидации наиболее вероятных нарушений нормального режима в электрической сети ПМЭС.
- подписываться начальником ЦУС ПМЭС, согласовываться начальником ГЦУС МЭС и утверждаться главным инженером ПМЭС;
- согласовываться (для ПМЭС, ЦУС которых наделены операционными функциями в отношении объектов диспетчеризации) соответствующими РДУ в

¹ «соответствующее РДУ» - РДУ, в операционной зоне которого находятся подстанции ПМЭС.

² «соответствующее ОДУ» - ОДУ, в операционной зоне которого находятся подстанции ПМЭС.

части самостоятельных действий оперативного персонала подстанций при ликвидации нарушений нормального режима, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с ДЦ.

Маршрут согласования РДУ проекта Инструкции по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической сети ПМЭС представлен в приложении 4 к настоящей Инструкции.

2.3. На рабочем месте оперативного персонала подстанции должна находиться Инструкция по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на подстанции, разработанная на основании Инструкции по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической сети ПМЭС, Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части ЕЭС России в операционной зоне соответствующего РДУ, а также соответствующего ОДУ (если на подстанции имеются объекты диспетчеризации ОДУ).

В случае идентичности первичных схем и типов оборудования подстанций группы подстанций допускается вместо Инструкции по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на подстанции нахождение на рабочем месте оперативного персонала подстанции Инструкции по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на подстанциях данной группы подстанций, разработанной на основании инструкций, упомянутых в предыдущем абзаце.

Указанные инструкции должны:

- учитывать схемно-режимные условия работы, требования инструкций по эксплуатации и оперативному обслуживанию оборудования и устройств подстанции, а также предусматривать порядок ликвидации наиболее вероятных нарушений нормального режима на подстанции;
- содержать, в числе прочего, разделы, регламентирующие действия оперативного персонала по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в схемах собственных нужд переменного и постоянного тока подстанции;
- подписываться начальником подстанции (лицом, выполняющим его функции, если должность начальника подстанции не предусмотрена), согласовываться начальником ЦУС ПМЭС, заместителем главного инженера - главным диспетчером МЭС (если на подстанции имеются объекты диспетчеризации ОДУ) и утверждаться главным инженером ПМЭС;
- согласовываться соответствующим РДУ, а также соответствующим ОДУ (если на подстанции имеются объекты диспетчеризации ОДУ) в части самостоятельных действий оперативного персонала подстанции при ликвидации нарушений нормального режима, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с ДЦ.

Маршрут согласования ОДУ и РДУ проекта Инструкции по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на подстанции представлен в приложении 5 к настоящей Инструкции.

3. Общие положения

3.1. Ликвидация нарушений нормального режима осуществляется совместными действиями диспетчерского и оперативного персонала, направленными на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики.

3.2. Согласованность действий диспетчерского и оперативного персонала обеспечивается их координацией, осуществляемой вышестоящим диспетчерским и оперативным персоналом по отношению к нижестоящему.

3.3. В целях координации действий по ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем вышестоящий диспетчерский и оперативный персонал имеет право корректировать действия подчиненного диспетчерского и оперативного персонала, в том числе при его действиях с электросетевым оборудованием и ЛЭП, не находящимися в управлении или ведении вышестоящего диспетчерского и оперативного персонала.

3.4. Оперативный персонал ЦУС ПМЭС при принятии решений обязан учитывать возможные самостоятельные действия оперативного персонала подстанций.

3.5. При ликвидации нарушений нормального режима действия оперативного персонала подстанций и ЦУС ПМЭС должны быть, с соблюдением представленной в настоящем пункте приоритетности, направлены на:

- обеспечение безопасности персонала объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей;
- исключение повреждения ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики;
- предотвращение развития и локализацию нарушения нормального режима;
- обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетического режима (напряжения, токовой загрузки оборудования);
- восстановление электроснабжения потребителей;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы подстанции и электрической сети, в том числе путем отделения поврежденного оборудования от неповрежденного и включения последнего в работу.

3.6. В целях обеспечения безопасности персонала подача напряжения согласно настоящей Инструкции на обесточенное электросетевое оборудование и ЛЭП (в том числе незамедлительная подача напряжения) должна производиться:

- с использованием дистанционного управления выключателя, которым подается напряжение, и при условии отсутствия людей в соответствующем РУ;
- в РУ 6-10 кВ стационарного типа в отсутствие дистанционного управления у выключателя, которым подается напряжение, при условии наличия прочной защитной стенки, отделяющей привод от выключателя. При этом в данном РУ не должны находиться люди, за исключением оперативного персонала подстанции, воздействующего на привод.

3.7. Переключения при ликвидации нарушений нормального режима согласно настоящей Инструкции (в том числе переключения, подлежащие незамедлительному выполнению) должны производиться оперативным персоналом подстанций по командам (разрешениям) соответствующего диспетчерского и/или вышестоящего оперативного персонала, за исключением переключений в рамках самостоятельных действий в соответствии с разделом 8 настоящей Инструкции.

3.8. При ликвидации нарушений нормального режима диспетчерскому персоналу и оперативному персоналу ЦУС ПМЭС разрешается отдавать команду (разрешение) на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования, ЛЭП или устройств только при наличии необходимой информации об оперативном состоянии схемы подстанции и о фактическом состоянии оборудования по результатам осмотра, за исключением случаев, специально оговариваемых настоящей Инструкцией.

3.9. При возникновении (угрозе возникновения) повреждения ЛЭП, оборудования вследствие превышения параметрами технологического режима их работы допустимых по величине и длительности значений, а также при возникновении несчастного случая и иных обстоятельств, создающих угрозу жизни людей, оперативному персоналу разрешается самостоятельно выполнять необходимые в этом случае переключения без получения команды (разрешения) диспетчерского или оперативного персонала ЦУС, но с его последующим незамедлительным уведомлением обо всех выполненных операциях.

3.10. Оперативный персонал ФСК, дежурный персонал ДОТУ ФСК обязаны сообщать о возникновении нарушений нормального режима работы электросетевого оборудования, ЛЭП и устройств заинтересованному персоналу в соответствии с установленным Порядком передачи оперативной информации в ФСК.

3.11. Оперативный персонал подстанций должен незамедлительно информировать диспетчера СО, оперативный персонал ЦУС ПМЭС об автоматическом отключении оборудования, ЛЭП, срабатывании устройств РЗА, о нарушении нормальной работы оборудования, ЛЭП и устройств, находящихся в управлении или ведении указанного персонала.

В процессе ликвидации нарушения нормального режима работы оборудования, ЛЭП и устройств оперативный персонал подстанций обязан поддерживать связь с вышеуказанным персоналом, выполнять его команды (разрешения), информировать его об изменениях технологического режима и эксплуатационного состояния оборудования, ЛЭП и устройств, а также о других обстоятельствах, относящихся к произошедшим нарушениям.

Ликвидация нарушений нормального режима является приоритетной задачей по отношению к информированию диспетчера СО, оперативного персонала ЦУС ПМЭС (ЦУС РСК).

3.12. Во всех случаях предотвращения развития или ликвидации нарушений нормального режима работы оборудования, ЛЭП и устройств:

- оперативный персонал подстанций и ЦУС ПМЭС, наделенных операционными функциями в отношении объектов диспетчеризации, должен выполнять команды диспетчера СО незамедлительно. Оперативный персонал подстанции после выполнения команды, полученной им от диспетчера СО, обязан подтвердить ее выполнение диспетчеру СО, а затем уведомить остальной заинтересованный персонал о выполненных операциях;

- при поступлении оперативному персоналу подстанции команд, разрешений на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния оборудования, ЛЭП или устройств одновременно от диспетчера (нескольких диспетчеров) СО и оперативного персонала ЦУС ПМЭС, ЦУС РСК приоритет их выполнения определяет диспетчер (вышестоящий диспетчер) СО.

3.13. При возникновении нарушений нормального режима оперативному персоналу необходимо контролировать правильность работы устройств РЗА.

В работу устройств РЗА оперативный персонал подстанций вмешиваться не должен, однако при отказе в действии этих устройств в случаях, специально оговариваемых настоящей Инструкцией, оперативный персонал подстанций должен выполнять их функции воздействия на выключатели.

3.14. При ликвидации нарушений нормального режима оперативный персонал подстанций должен:

- производить необходимые операции с устройствами РЗА в соответствии с инструкциями по их эксплуатации и оперативному обслуживанию, а также

командами (разрешениями) диспетчерского и вышестоящего оперативного персонала;

- отключившиеся электросетевое оборудование и ЛЭП включать после анализа действия отключивших их защит, за исключением случаев, специально оговариваемых настоящей Инструкцией.

3.15. В РУ с воздушными и другими выключателями, имеющими емкостные делители напряжения, и электромагнитными трансформаторами напряжения, в которых возможно возникновение феррорезонансных явлений, оперативный персонал обязан производить переключения в последовательности, предусматривающей предотвращение феррорезонансных явлений, согласно Инструкции по производству переключений на подстанции.

3.16. При переключениях для предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима необходимо использовать типовые программы и типовые бланки переключений, если состояние схем первичных соединений и устройств РЗА соответствует схемам, для которых они разработаны.

3.17. Переключения и прочие действия, связанные с ликвидацией нарушений нормального режима, должны выполняться в строгом соответствии с правилами, положениями, инструкциями и другими документами, входящими в состав документации на рабочем месте оперативного персонала.

3.18. В условиях предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима не действует запрет на отключение (включение) разъединителей, находящихся под напряжением в цепи трансформаторов напряжения с емкостным делителем напряжения, если диспетчерский персонал ДЦ отказывает в выдаче разрешения на снятие напряжения с такого разъединителя на время операции с ним.

3.19. Местонахождение оперативного персонала подстанции при ликвидации нарушений нормального режима определяется конкретной обстановкой. Рабочее место может быть оставлено:

- при явной опасности для жизни;
- для оказания первой помощи пострадавшему при несчастном случае;
- для принятия мер по сохранению целостности оборудования;
- по согласованию с персоналом, руководящим ликвидацией нарушения нормального режима, или по его указанию.

О своем местонахождении оперативный персонал подстанции обязан сообщать персоналу, руководящему ликвидацией нарушения нормального режима.

3.20. Приемка и сдача смены во время ликвидации нарушения нормального режима не допускается; пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией нарушения нормального режима.

3.21. При нарушении нормального режима, ликвидация которого требует длительного времени, допускается сдача смены по согласованию с диспетчерским и вышестоящим оперативным персоналом.

3.22. Оперативный персонал подстанций и ЦУС ПМЭС, осуществляющий ликвидацию нарушения нормального режима, несет ответственность за правильность действий при ликвидации нарушения нормального режима независимо от указаний административно-технического персонала. Указания административно-технического персонала по вопросам, входящим в компетенцию диспетчерского и вышестоящего оперативного персонала, выполняются лишь по согласованию с последним.

3.23. Начальник ЦУС ПМЭС или начальник отдела оперативной работы ЦУС

ПМЭС могут принять руководство ликвидацией нарушения нормального режима на себя или поручить его другому работнику, если считают действия оперативного персонала ЦУС ПМЭС неправильными.

Начальник подстанции или заместитель начальника подстанции (специалист по оперативной работе подстанции) могут принять руководство ликвидацией нарушения нормального режима на себя или поручить его другому работнику, если считают действия оперативного персонала подстанции неправильными.

Передача руководства ликвидацией нарушения нормального режима оформляется записью в оперативном журнале с последующим уведомлением соответствующего диспетчерского и оперативного персонала. Работник, принявший руководство ликвидацией нарушения нормального режима на себя, выполняет все обязанности отстраненного работника и оперативно подчиняется диспетчерскому и вышестоящему оперативному персоналу. Оперативный персонал, отстраненный от ликвидации нарушения нормального режима, выполняет указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией нарушения нормального режима.

3.24. Во время ликвидации нарушения нормального режима в помещении диспетчерского пункта ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС, ДОТУ ФСК) или ГЦУ (ОПУ) подстанции могут находиться лишь лица оперативного или дежурного персонала, непосредственно участвующие в ликвидации нарушения нормального режима, а также руководители и специалисты производственных подразделений, привлеченные оперативным или дежурным персоналом для оказания помощи в ликвидации нарушения нормального режима.

Списки лиц, имеющих право во время ликвидации нарушений нормального режима находиться в помещении диспетчерского пункта ЦУС ПМЭС, ГЦУ (ОПУ) подстанции, утверждаются главным инженером ПМЭС и выдаются на рабочие места соответствующего оперативного персонала ФСК.

Списки лиц, имеющих право во время ликвидации нарушений нормального режима находиться в помещении диспетчерского пункта ГЦУС МЭС утверждаются главным инженером МЭС и выдаются на рабочие места диспетчеров ГЦУС МЭС.

Список лиц, имеющих право во время ликвидации нарушений нормального режима находиться в помещении диспетчерского пункта ДОТУ ФСК, утверждается в установленном порядке и выдается на рабочее место дежурного персонала ДОТУ ФСК.

3.25. При ликвидации нарушений нормального режима в числе прочего необходимо:

- оперативному персоналу подстанций и ЦУС ПМЭС:
 - при выборе способа ликвидации нарушений нормального режима учитывать доступный объем, эффективность и время реализации намечаемых мероприятий;
 - наряду с требованиями находящейся на его рабочем месте инструкции по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений руководствоваться знаниями и опытом управления режимами работы электрической сети и подстанции;
 - использовать допустимую по величине и длительности перегрузочную способность ЛЭП и оборудования;
 - оперативному персоналу подстанций при опробовании напряжением отключившегося электросетевого оборудования или ЛЭП незамедлительно ключом управления отключить выключатель при включении его на КЗ и отказе защиты (признаком КЗ является резкое понижение напряжения одновременно с броском

тока), если имеется техническая возможность такого отключения.

3.26. При возникновении нарушения нормального режима, связанного с автоматическим отключением маслonaполненного оборудования, оперативный персонал подстанции должен незамедлительно произвести краткий, удаленный осмотр сектора подстанции с отключившимся оборудованием (из здания ГЩУ (ОПУ) или с прилегающей к нему территории; средствами видеонаблюдения, при их наличии) с целью определения факта наличия/отсутствия возгорания отключившегося оборудования.

При обнаружении возгорания оперативный персонал подстанции должен действовать в соответствии с Инструкцией о мерах пожарной безопасности на подстанции, планом пожаротушения (если таковой предусматривается) и оперативными карточками действий персонала при пожаре.

3.27. В условиях ликвидации нарушений нормального режима оперативный персонал должен обеспечиваться связью в первую очередь. В случае необходимости по его требованию для освобождения занятого канала связи должны прерываться остальные переговоры.

3.28. Методические рекомендации оперативному персоналу подстанций по порядку действий при ликвидации нарушений нормального режима и обеспечению готовности к ней представлены в приложении 1 к настоящей Инструкции.

3.29. Для повышения эффективности аварийно-восстановительных работ, подлежащих проведению в связи с возникновением нарушения нормального режима, находящийся на смене оперативный персонал ЦУС ПМЭС временно, в начальной стадии ликвидации нарушения нормального режима, выполняет функции ответственного руководителя аварийно-восстановительными работами, в связи с чем:

- руководит административно-техническим персоналом производственных структурных подразделений ПМЭС, привлекаемым к аварийно-восстановительным работам, по применению необходимых сил и средств;
- при нарушении нормального режима с обесточением потребителей организует незамедлительное выдвижение резервных источников снабжения электроэнергией и незамедлительный выезд соответствующего административно-технического персонала ПМЭС на объекты для выполнения осмотров, организации временных схем электроснабжения потребителей с использованием резервных источников снабжения электроэнергией, проведения аварийно-восстановительных работ. Выезд персонала с момента выдачи команды на выезд должен осуществляться в течение 30 минут в рабочее время и в течение 1 часа в нерабочее время.

Назначение ответственным руководителем аварийно-восстановительными работами лица из руководящего состава ПМЭС/МЭС/ФСК и передача ему функций ответственного руководителя аварийно-восстановительными работами, временно выполняемых оперативным персоналом ЦУС ПМЭС, должны осуществляться в минимально возможный срок.

На рабочем месте оперативного персонала ЦУС ПМЭС должны находиться утвержденные Главным инженером ПМЭС месячные графики дежурства персонала производственных структурных подразделений ПМЭС в нерабочее время с указанием его контактной информации.

3.30. Для оперативного персонала ФСК обязательны к исполнению, по команде диспетчера СО, действия по созданию схем подачи напряжения на механизмы собственных нужд электростанций в случае нарушения нормального

режима с частичным или полным погашением энергосистемы.

4. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима в ЕНЭС

4.1. Предотвращение и ликвидация отклонений частоты электрического тока

4.1.1. Нормальное значение частоты электрического тока в ЕЭС России составляет $50,00 \pm 0,05$ Гц.

4.1.2. При ликвидации отклонений частоты электрического тока оперативным персоналом ПС должна учитываться возможность действия АЧР и ЧАПВ на включение и отключение выключателей энергопринимающих установок потребителей.

4.1.3. При работе с пониженной частотой (ниже 49,8 Гц) в электрических сетях запрещается производство плановых переключений в РУ, в устройствах РЗА, кроме переключений для ликвидации нарушений нормального режима.

4.2. Предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений напряжения

4.2.1. Уровни напряжения на объектах ФСК должны контролироваться оперативным персоналом ФСК и соответствовать:

- значениям, допустимым для оборудования ФСК, определенным на основании данных производителя оборудования;
- требованиям к наибольшему рабочему напряжению сети согласно приложению 2 к настоящей Инструкции (в случае отсутствия данных производителя оборудования);
- требованиям к режиму работы собственных нужд ПС.

4.2.2. При превышении длительно допустимого значения напряжения согласно п. 4.2.1 настоящей Инструкции (при непревышении допустимой длительности) на оборудовании подстанции оперативный персонал ПС:

4.2.2.1. При повышении напряжения только на шинах 35 (20, 10, 6) кВ - сообщает о данном событии оперативному персоналу ЦУС ПМЭС/ЦУС РСК и принимает меры к его устранению путем:

- отключения, изменения загрузки по реактивной мощности не находящихся в ведении диспетчера СО СКРМ, скоммутированных на шины 35 (20, 10, 6) кВ и не являющимися объектами диспетчеризации;
- изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, не являющихся объектами диспетчеризации, оснащенных устройствами РПН и питающих шины 35 (20, 10, 6) кВ.

4.2.2.2. Если повышение напряжения на шинах 35 (20, 10, 6) кВ вызвано повышением напряжения на шинах 110 кВ и выше либо принятие мер по пункту 4.2.2.1 настоящей Инструкции оказалось недостаточным или невозможным - уведомляет диспетчера СО о данном событии.

4.2.3. При превышении допустимого по величине и длительности значения (согласно таблицам П.2.2 и П.2.3 приложения 2 к настоящей Инструкции либо определенного на основании данных производителя оборудования) оперативный персонал ПС принимает меры по его незамедлительному устранению путем отключения ЛЭП, оборудования ПС, на которых выявлено недопустимое повышения напряжения, с последующим незамедлительным уведомлением диспетчерского и вышестоящего оперативного персонала обо всех выполненных операциях.

4.2.4. При снижении напряжения, представляющем угрозу для нормальной

работы оборудования собственных нужд подстанции, оперативный персонал ПС:

4.2.4.1. Если данное снижение вызвано снижением напряжения только на шинах 35 (20, 10, 6) кВ - сообщает о данном событии оперативному персоналу ЦУС ПМЭС/ЦУС РСК и принимает меры к его устранению путем:

- включения, отключения, изменения загрузки по реактивной мощности СКРМ, скоммутированных на шины 35 (20, 10, 6) кВ, к которым подключены ТСН и не являющимися объектами диспетчеризации;
- изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, не являющихся объектами диспетчеризации, оснащенных устройствами РПН и питающих шины 35 (20, 10, 6) кВ, к которым подключены ТСН;
- перевода нагрузки собственных нужд на ТСН, подключенный к шинам 35 (20, 10, 6) кВ, на которых снижение напряжения не происходило, или к внешнему источнику электроснабжения (заведенной на ПС ЛЭП 6-35 кВ).

4.2.4.2. Если снижение напряжения на шинах 35 (20, 10, 6) кВ вызвано снижением напряжения на шинах 110 кВ и выше, либо принятие мер по пункту 4.2.4.1 настоящей Инструкции оказалось недостаточным или невозможным - уведомляет диспетчера СО о данном событии.

4.2.5. При снижении напряжения, вызванном не отключившимся КЗ в электрической сети, оперативным персоналом ЦУС ПМЭС на основании анализа уровней напряжения, перетоков мощности, действия устройств РЗА, опроса оперативного персонала подстанций определяется место КЗ и производится его отключение.

4.3. Предотвращение и ликвидация перегрузки линий электропередачи, электросетевого оборудования

4.3.1. Нормально токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования не должны превышать длительно допустимых значений.

Работа ЛЭП и электросетевого оборудования с токовыми нагрузками, превышающими длительно допустимые токовые нагрузки, допускается в соответствии с организационно-распорядительным документом ПМЭС (МЭС), устанавливающим допустимость перегрузок, их величину и длительность.

Работа ЛЭП и электросетевого оборудования с токовыми нагрузками, превышающими аварийно допустимые токовые нагрузки не допускается.

4.3.2. На рабочих местах оперативного персонала подстанций и ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) должна находиться документация, определяющая аварийно допустимые токовые нагрузки, длительно допустимые токовые нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, а также величину и длительность допустимых перегрузок.

4.3.3. При возникновении перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки оперативный персонал ПС (оперативный персонал ЦУС ПМЭС) незамедлительно сообщает о ее возникновении диспетчеру СО и/или оперативному персоналу ЦУС РСК/потребителя электрической энергии, осуществляющему регулирование токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, для принятия мер по ее устранению, одновременно предлагая меры по устранению перегрузки, доступные на данной ПС (на ПС данного ПМЭС):

- включение аварийно отключившихся или находящихся в ремонте (резерве) ЛЭП, электросетевого оборудования, включенное состояние которых приводит к снижению токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования с перегрузкой;

- при перегрузке ЛЭП 6-35 кВ, трансформатора 35-110 кВ - перевод нагрузки с данных ЛЭП, трансформатора на другие источники питания;
- ввод графика временного отключения потребления.

4.3.4. Перегрузка ЛЭП и электросетевого оборудования свыше аварийно допустимой токовой нагрузки должна устраняться незамедлительно посредством ввода графика временного отключения потребления в объеме, необходимом для снижения токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования ниже аварийно допустимых значений.

Дальнейшие действия по снижению токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования выполняются в соответствии с требованиями предыдущего пункта настоящей Инструкции.

4.3.5. При необходимости включения нагрузки потребителей, отключенных действием устройств (комплексов) ПА, для восстановления объема противоаварийного управления и прогнозируемой при этом перегрузке ЛЭП и электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки их включение выполняется после ввода графика временного отключения потребления в необходимом объеме.

4.3.6. При выборе способа ликвидации недопустимой перегрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования необходимо учитывать доступный объем, эффективность и время реализации управляющих воздействий.

4.4. Предотвращение и ликвидация асинхронных режимов

4.4.1. Основными признаками асинхронного режима являются:

- устойчивые глубокие периодические колебания напряжений, токов и мощностей. Напряжения на подстанциях вблизи ЭЦК могут снижаться до нулевых значений;
- возникновение разности частот между частями синхронной зоны, вышедшими из синхронизма, при сохранении электрической связи между ними.

В результате снижения напряжения вблизи ЭЦК ниже аварийно допустимых значений возможно нарушение работы электродвигательной нагрузки механизмов собственных нужд подстанций.

4.4.2. Асинхронный режим нормально должен ликвидироваться устройствами АЛАР, устанавливаемыми в местах возможного возникновения асинхронного режима.

4.4.3. В случае возникновения непрекращающегося асинхронного режима (в том числе из-за отказа в работе устройств АЛАР) он должен быть ликвидирован оперативным персоналом ПС по командам диспетчера СО путем отключения ЛЭП, связывающих асинхронно работающие части энергосистемы, а также самостоятельно в соответствии с п. 8.7.6 настоящей Инструкции.

4.5. Разделение энергосистем на несинхронные части

4.5.1. При поступлении от диспетчера СО информации о разделении синхронной зоны оперативный персонал ФСК обязан обеспечить передачу диспетчеру СО следующей информации:

- о произошедших отключениях;
- о значении частоты;
- об уровнях напряжения на энергообъектах;
- о фактической загрузке и наличии перегрузок ЛЭП и электросетевого оборудования.

4.5.2. Синхронизация, как правило, производится при разности частот не

более 0,10 Гц. Диспетчером СО могут быть установлены другие значения максимальной разности частот.

4.5.3. Синхронизация разделившихся частей энергосистем может производиться автоматически или с помощью средств точной ручной синхронизации.

Точная ручная синхронизация должна производиться по показаниям синхроскопа в момент уравнивания частот.

Задачей оперативного персонала подстанций является корректное использование колонки синхронизации, в том числе правильное ее подключение к требуемым присоединениям и включение по команде диспетчера СО на параллельную работу разделившихся частей энергосистемы.

4.5.4. Перечень ПС, оснащенных средствами синхронизации, должен являться приложением к Инструкции по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической сети ПМЭС.

4.6. Ликвидация неполнофазных режимов в электрической сети

4.6.1. При выявлении неполнофазного режима оперативный персонал подстанции должен немедленно сообщить об этом соответствующему диспетчерскому и/или вышестоящему оперативному персоналу.

4.6.2. При возникновении неполнофазного режима в результате повреждения элемента электрической сети диспетчерским и/или вышестоящим оперативным персоналом принимаются меры к его отключению с предварительной подготовкой электроэнергетического режима.

4.6.3. Допускается длительная работа в неполнофазном режиме элементов электрической сети, по которым осуществляется передача мощности в узел нагрузки в тупиковом режиме.

Допустимость такой работы для электроустановок потребителей электроэнергии должна устанавливаться двухсторонними положениями по взаимоотношениям ПМЭС (ЦУС ПМЭС) с потребителями электроэнергии и отражаться в Инструкции по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической сети ПМЭС.

5. Ликвидация нарушений нормального режима на линиях электропередачи

5.1. Ликвидация нарушений нормального режима при автоматическом отключении ЛЭП

5.1.1. Автоматическое отключение ЛЭП приводит к снижению надежности работы электрической сети, энергосистемы, в связи с чем должны приниматься меры к их скорейшему вводу в работу.

5.1.2. Автоматическое отключение ЛЭП также может приводить к:

- отключению нагрузки потребителей;
- перегрузке контролируемых сечений;
- перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше допустимой токовой нагрузки;
- снижению напряжения ниже минимально допустимого;
- угрозе нарушения устойчивой работы АЭС.

5.1.3. При автоматическом отключении ВЛ действием РЗ и отсутствии

последствий по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции³:

- первое ручное опробование напряжением ВЛ должно производиться после выяснения причин ее отключения путем осмотра панелей РЗА и оборудования ВЛ в пределах РУ объектов электроэнергетики, к которым она подключена;
- решение о повторном ручном опробовании напряжением ВЛ, находящихся в диспетчерском управлении диспетчера СО или технологическом управлении оперативного персонала РСК/потребителя, после неуспешного первого опробования принимается с учетом дополнительной информации о наличии опасных и неблагоприятных гидрометеорологических явлений по трассе прохождения ВЛ;
- после неуспешного первого ручного опробования ВЛ, находящихся в технологическом управлении оперативного персонала ЦУС ПМЭС, второе ручное опробование ВЛ должно выполняться, как правило, на основании результатов осмотра линии. Допускается до получения результатов осмотра второе ручное опробование ВЛ, если отключение ВЛ привело или может привести к существенному снижению надежности работы электрической сети (автоматическое отключение ВЛ в условиях ремонтной схемы, опасных и неблагоприятных гидрометеорологических явлений или их прогноза и т. п.).

Информация о проведенном осмотре ВЛ 35-220 кВ, не находящихся в эксплуатационном обслуживании ПМЭС и в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении диспетчера СО, об отсутствии на них повреждений, препятствующих включению, должна, как правило, подтверждаться официальным сообщением организации, эксплуатирующей ВЛ.

5.1.4. Допускается неоднократное ручное опробование отключившейся действием РЗ ВЛ, если ее отключение привело к любому из последствий по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции.

Первое ручное опробование ВЛ должно производиться без осмотра оборудования и без выяснения причины отключения путем осмотра панелей РЗА, если отсутствуют признаки работы УРОВ (по информации центральной сигнализации объекта, информационных систем ДЦ, ЦУС, объекта электроэнергетики), информация от персонала объектов электроэнергетики о повреждении оборудования, препятствующем опробованию, и на ВЛ не допущена бригада для производства работ без отключения, в том числе осмотра.

Перед вторым и последующими ручными опробованиями ВЛ должны быть:

- уточнено и проанализировано возможное расчетное место повреждения по информации РАСП;
- произведен осмотр панелей РЗА, оборудования ВЛ в пределах РУ, к которым она подключена.

5.1.5. Если отключение КВЛ действием РЗ привело к последствиям по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции, то при условиях:

- применения АПВ на КВЛ;
- применения на КВЛ защиты кабельного участка с абсолютной селективностью и отсутствии ее работы;
- отсутствия признаков работы УРОВ (по информации центральной сигнализации, информационных систем ДЦ, ЦУС, объекта электроэнергетики);
- отсутствия информации от персонала объектов электроэнергетики о повреждении оборудования, препятствующем опробованию,

³ ВЛ 6-35 кВ, проходящая в черте населенного пункта, при отсутствии последствий по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции опробуется напряжением только после осмотра ВЛ и оборудования на подстанциях.

необходимо произвести опробование отключившейся КВЛ без осмотра оборудования и без выяснения причины отключения путем осмотра панелей РЗА.

Решение о повторном ручном опробовании КВЛ после неуспешного первого опробования принимается с учетом результата анализа действия РЗ и определения расчетного места повреждения.

5.1.6. При отключении КВЛ действием РЗ и отсутствии последствий по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции⁴ либо при наличии таких последствий, но несоблюдении условий опробования отключившейся КВЛ по пункту 5.1.5 настоящей Инструкции, необходимо определить расчетное место повреждения, произвести анализ действия РЗ, которыми была отключена КВЛ.

5.1.6.1. Если расчетное место повреждения не включает в себя кабельный участок, и не работала или не применяется защита кабельного участка с абсолютной селективностью, дальнейшие действия с КВЛ должны выполняться в соответствии с требованиями, установленными для ВЛ.

5.1.6.2. Если расчетное место повреждения включает в себя кабельный участок КВЛ, или работала защита кабельного участка с абсолютной селективностью, необходимо произвести осмотр кабельного участка, соединительных муфт, оборудования КРУЭ и примыкающего к кабельному участку воздушного участка КВЛ. При обнаружении повреждения на воздушном участке и отсутствии видимых повреждений на кабельном участке КВЛ, оборудовании КРУЭ и соединительных муфтах решение о возможности опробования должно приниматься с учетом работоспособности воздушного участка КВЛ.

При отсутствии видимых повреждений в зоне осмотра, включающей в себя только кабельный участок или кабельный и воздушный участки КВЛ, необходимо произвести испытание кабельного участка. По результатам испытаний принимается решение о возможности опробования КВЛ.

5.1.6.3. Информация о проведенном осмотре и испытании КВЛ 35-220 кВ, не находящихся в эксплуатационном обслуживании ПМЭС и в диспетчерском управлении или ведении диспетчера СО, об отсутствии на них повреждений, препятствующих включению, должна, как правило, подтверждаться официальным сообщением организации, эксплуатирующей КВЛ.

5.1.7. Включение отключенной действием РЗ КЛ производится только по результатам необходимых осмотров и испытаний КЛ.

5.1.8. Если одностороннее отключение транзитной ЛЭП действием РЗ привело к последствиям по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции или превышению наибольших рабочих значений напряжений, необходимо немедленно включить ЛЭП в транзит.

В случаях:

- неуспешного включения ЛЭП в транзит;
- повторного одностороннего отключения ЛЭП действием РЗ;
- одностороннего отключения ЛЭП действием ПА;
- одностороннего отключения ЛЭП действием РЗ и при отсутствии последствий по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции или превышения наибольших рабочих значений напряжений,

решение о возможности дальнейшей работы ЛЭП принимается после осмотра отключившегося оборудования, анализа работы устройств РЗА, а также выяснения

⁴ КВЛ 6-35 кВ, проходящая в черте населенного пункта, при отсутствии последствий по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции опробуется напряжением только после осмотра КВЛ и оборудования на подстанциях.

причин отключения и принятия мер, исключающих повторное одностороннее отключение ЛЭП.

5.1.9. Порядок включения линии под напряжение должен определяться диспетчером СО или оперативным персоналом ЦУС ПМЭС (ЦУС РСК), в управлении которого находится линия, с учетом допустимых режимных параметров (перетоков мощности в контролируемых сечениях, по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию, уровней напряжения, нагрузок электростанций), состояния схемы электрической сети, в том числе схем РУ, к которым она подключена (наличие в ремонте выключателей, СШ, количество подключаемых шунтирующих реакторов, состояние устройств РЗА), а также возможности отключения смежного оборудования в результате отказа выключателя при включении ЛЭП на КЗ.

5.1.10. Расчетное место повреждения ЛЭП и участок линии, подлежащий осмотру, оперативный персонал ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) определяет на основе анализа действия защит, показаний фиксирующих приборов ОМП, РАСП.

Информация диспетчера СО о рассчитанном им месте повреждения на ЛЭП, находящихся в его диспетчерском управлении, является для оперативного персонала ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) вспомогательной.

5.1.11. Осмотр ВЛ следует, как правило, начинать с расчетного места повреждения линии и выполнять в обе стороны от него. Выдвижение линейных бригад к месту осмотра должно, при необходимости, осуществляться в ночное время.

Осмотр должен быть произведен и в случае успешного ее включения под нагрузку (в том числе устройствами АПВ). При обнаружении повреждения принимается решение о необходимости вывода линии в ремонт.

5.1.12. При автоматических отключениях ВЛ 110 кВ и ниже допускается осуществлять вывод ВЛ в ремонт до получения результатов осмотра ВЛ при условии выполнения действий по ручным опробованиям ВЛ по пунктам 5.1.3, 5.1.4 настоящей Инструкции и при выполнении осмотра ВЛ бригадой, качественный и количественный состав которой обеспечивает возможность производства работ по восстановлению работоспособности ВЛ в случае обнаружения ее повреждения.

5.1.13. При автоматическом отключении ЛЭП, находящейся в диспетчерском управлении диспетчера СО, взаимодействие оперативного персонала ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) с диспетчером СО должно осуществляться с соблюдением требований пунктов 5.1.13.1, 5.1.13.2 и 5.1.13.3 настоящей Инструкции.

5.1.13.1. Диспетчер СО, в диспетчерском управлении которого находится ЛЭП, сообщает (если это не препятствует предотвращению развития или ликвидации нарушений нормального режима работы энергосистемы) оперативному персоналу ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) в течение 15 минут после получения от оперативного персонала энергообъектов, не находящихся в эксплуатационном обслуживании ФСК, следующую информацию:

- факт отключения ЛЭП;
- факт и результат работы АПВ;
- состав работавших устройств РЗА;
- факт прохождения команд ПА;
- информацию для проведения расчета и определения места повреждения на данной ЛЭП или расчетное место повреждения данной ЛЭП по данным фиксирующих приборов;
- информацию о результатах осмотра оборудования ячеек ЛЭП;

- информацию о результатах осмотра участка ЛЭП, не находящегося в эксплуатационном обслуживании ФСК.

5.1.13.2. Оперативный персонал ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) должен сообщать диспетчеру СО следующую информацию:

- зону обхода ЛЭП (до начала обхода);
- время начала обхода ЛЭП;
- время окончания обхода ЛЭП;
- результаты обхода ЛЭП (в течение 15 минут после получения информации от персонала, производящего осмотр данных ЛЭП).

По запросу диспетчерского персонала СО оперативный персонал ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) должен сообщать информацию о ходе аварийно-восстановительных работ на автоматически отключившихся ЛЭП диспетчеру СО.

5.1.13.3. Ручное повторное включение автоматически отключившейся ЛЭП, на ключах управления выключателей которой вывешен запрещающий плакат «Работа под напряжением, повторно не включать!», должно производиться по команде диспетчера СО, в диспетчерском управлении которого находится указанная ЛЭП, только после получения диспетчером СО информации от оперативного персонала ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) о согласовании производителем работ (допускающим) возможности ручного повторного включения ЛЭП.

5.1.14. При автоматическом отключении ЛЭП 35-750 кВ как с успешным, так и с неуспешным АПВ оперативный персонал ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) должен действовать в соответствии с заранее разработанными типовыми карточками оперативных действий оперативного персонала ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) при автоматическом отключении ЛЭП.

Указанные типовые карточки должны разрабатываться для каждой ЛЭП, находящейся в зоне эксплуатационной ответственности ПМЭС (МЭС), и подлежат пересмотру по мере необходимости.

5.1.15. При автоматическом отключении ЛЭП как с успешным, так и с неуспешным АПВ оперативный персонал подстанции должен выполнить следующие действия⁵:

а) По щитовым приборам, табло, ключам управления выключателей панелей центральной сигнализации (по показаниям АРМ оперативного персонала на подстанциях нового поколения) определить отключившуюся (отключавшуюся) линию, проверить положение фаз ее выключателя (если имеется техническая возможность).

б) Об отключении ВЛ, с учетом имеющейся информации, сообщить заинтересованным лицам в соответствии с установленным порядком передачи оперативной информации.

в) По блинкерам и светодиодам РЗА (по информации АРМ о работе устройств РЗА на подстанции нового поколения) установить сработавшие устройства РЗА, снять показания фиксирующих приборов ОМП и осциллограммы РАСП.

г) После передачи информации по пункту 5.1.15 (в) настоящей Инструкции по назначению⁶ - осмотреть присоединение отключившейся (отключавшейся) линии

⁵ Представленный в данном пункте порядок действий может быть изменен, если автоматическое отключение ЛЭП привело к последствиям по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции.

⁶ Снятие и передача осциллограмм РАСП в ЦУС ПМЭС может, по согласованию с оперативным персоналом ЦУС ПМЭС, выполняться после осмотра присоединения линии.

с целью обнаружения возможных повреждений оборудования, проверить положение фаз выключателя.

д) При отсутствии замечаний подтвердить диспетчеру СО и оперативному персоналу ЦУС ПМЭС (ЦУС РСК) (по их запросу, в соответствии с распределением ВЛ по способу управления) возможность ручного опробования отключившейся линии напряжением. Перед опробованием все выпавшие блинкеры должны быть взведены и квитируются показания фиксирующих приборов ОМП.

5.2. Предотвращение повреждения выключателей при многократных автоматических отключениях ЛЭП

5.2.1. В целях исключения повреждения выключателей из-за многократных автоматических отключений (три и более раза в течение 60 минут) и последующих автоматических повторных включений ЛЭП необходимо руководствоваться нижеследующим.

5.2.1.1. Если ЛЭП не находится в управлении оперативного персонала ЦУС ПМЭС, последний инициирует вывод АПВ данной ЛЭП, независимо от того приводит ли ее отключение к последствиям по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции.

Решение о действиях с АПВ принимает персонал, в управлении которого находится ЛЭП. В случае принятия решения о выводе АПВ должна оформляться неотложная заявка на вывод АПВ.

5.2.1.2. Если ЛЭП находится в управлении оперативного персонала ЦУС ПМЭС, последний принимает решение о действиях с АПВ, в следующей логике:

- в случае если отключение ЛЭП приводит к последствиям по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции, АПВ данной ЛЭП не выводится;
- в случае если отключение ВЛ не приводит к последствиям по пункту 5.1.2 настоящей Инструкции, в том числе при возможном отключении других ЛЭП при опасных и неблагоприятных гидрометеорологических явлениях в регионе прохождения трасс ЛЭП, должен осуществляться вывод АПВ данной ЛЭП с оформлением неотложной заявки на вывод АПВ.

5.2.1.3. В случае отключения ЛЭП с выведенным АПВ, до выяснения причины ее отключения должна быть оформлена аварийная заявка на отключенное состояние ЛЭП. При этом ЛЭП в ремонт не выводится, а остается отключенной в состоянии готовности к опробованию.

5.2.1.4. По результатам произведенного осмотра ЛЭП (наличию/отсутствию дефектов) должно быть принято решение о необходимости вывода ЛЭП в ремонт или включения ее в работу с введенным АПВ.

5.3. Предупреждение нарушений нормального режима, связанных с гололедными явлениями на ВЛ

5.3.1. Для линий электропередачи, оборудованных схемами плавки гололеда на проводах и/или грозотросах, в ПМЭС (МЭС) должны быть разработаны и утверждены:

- инструкции по организации плавки гололеда в электрической сети ПМЭС (МЭС);
- карты (программы) плавки гололеда на проводах и грозотросах ЛЭП.

5.3.2. При получении сообщения от гидрометеорологических служб и с контрольных точек по наблюдению за гололедом (метеопостов) о возможности образования гололеда, налипания мокрого снега оперативный персонал ЦУС ПМЭС (ГЦУС МЭС) должен организовывать контроль интенсивности гололедообразования, в том числе по информации датчиков гололедообразования, а также проверку готовности схем и устройств для плавки гололеда на проводах и

грозозащитных тросах.

5.3.3. При достижении толщиной (диаметром, весом) гололеда величины, установленной для данного класса линий электропередачи, должна оформляться диспетчерская заявка на плавку гололеда. Решение о необходимости плавки гололеда должен принимать Главный инженер ПМЭС (МЭС).

5.3.4. Если весовая нагрузка гололеда угрожает повреждением ВЛ (обрыв проводов, разрыв гирлянд изоляторов, обрыв троса, поломка опор и др.), плавка гололеда должна производиться в любое время суток, а при необходимости по режимным условиям могут вводиться ограничения режима электропотребления.

5.4. Полная потеря защит ЛЭП

При полной потере защит на одном из концов ЛЭП (например, основная защита в проверке, резервная неисправна) следует:

- вызывать персонал службы РЗА для принятия мер к восстановлению работоспособности защит;
- принять меры к отключению выключателя конца линии с неисправными защитами с заменой или без замены его ОВ или ШСВ.

При этом необходимо учитывать, что при включенном выключателе и КЗ на ЛЭП с неисправными защитами возможно полное погашение РУ, к которому подключена ЛЭП, дальним резервированием защит смежных объектов.

6. Ликвидация нарушений нормального режима в работе оборудования подстанций

6.1. Автоматическое отключение силовых трансформаторов (автотрансформаторов), шунтирующих реакторов

6.1.1. При автоматическом отключении трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора) действием защит от внутренних повреждений (газовой, газовой РПН, дифференциальной) необходимо незамедлительно проконтролировать автоматическое включение стационарной установки пожаротушения (при ее наличии).

Запрещается включение трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора) в работу без анализа газа, масла, устранения выявленных нарушений и проведения испытаний.

При отключении трансформатора (автотрансформатора) действием только дифференциальной защиты ошиновки следует произвести внешний осмотр трансформатора (автотрансформатора) и оборудования в зоне действия дифференциальной защиты ошиновки. Если повреждений не обнаружено, трансформатор (автотрансформатор) необходимо опробовать напряжением и включить в работу.

6.1.2. В случае отключения трансформатора (автотрансформатора) действием любых защит с отключением нагрузки потребителей, нарушением электроснабжения собственных нужд подстанции, перегрузкой ЛЭП, электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузкой контролируемых сечений должен быть незамедлительно введен в работу, при наличии, находящийся в резерве трансформатор (автотрансформатор).

6.1.3. При отключении трансформатора (автотрансформатора) действием резервных защит (защиты от внутренних повреждений не действовали) повторное включение отключившегося трансформатора (автотрансформатора) должно производиться после его осмотра и анализа работы защит.

Если отключение трансформатора 110 кВ и ниже привело к отключению

нагрузки потребителей, нарушению электроснабжения собственных нужд подстанции, недопустимой перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования, его включение выполняется без осмотра.

6.1.4. При появлении сигнала устройства КИВ должны быть незамедлительно проверены показания прибора контроля тока утечки. Дальнейшие действия оперативного персонала должны определяться подстанционной инструкцией по эксплуатации и оперативному обслуживанию устройства КИВ.

При отключении трансформатора (автотрансформатора) действием КИВ запрещается его включение в работу без проведения испытаний и устранения выявленных нарушений.

6.1.5. Если произошло отключение трансформатора (автотрансформатора) защитой от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной, токовой отсечки и т. п.), дифференциальной защитой ошиновки, с обесточиванием СШ 6 кВ и выше, сопровождающееся отключением нагрузки потребителей, нарушением электроснабжения собственных нужд подстанции, то при наличии резервного источника питания указанной СШ (ШСВ, СВ, резервного трансформатора), устройство АВР на котором отсутствует или отказало в действии, должен быть незамедлительно, без осмотра оборудования, включен резервный источник питания⁷.

6.1.6. Если произошло отключение трансформатора (автотрансформатора) со стороны 6-20 кВ его резервной защитой (токовая отсечка, МТЗ), защитой шин 6-20 кВ, суммарной защитой шин 6-20 кВ, дуговой защитой шин КРУ 6-20 кВ или другой аналогичной по назначению защитой, с отключением нагрузки потребителей, нарушением электроснабжения собственных нужд подстанции, следует руководствоваться указаниями пунктов 6.2.8, 6.2.9, 6.2.10, 6.2.11 настоящей Инструкции.

6.1.7. При автоматическом отключении силовых трансформаторов (автотрансформаторов) резервной защитой, с разделением энергосистемы на части, включение трансформатора (автотрансформатора) в транзит следует производить только после проверки синхронности связываемых трансформатором (автотрансформатором) частей энергосистемы (по схеме или по колонке синхронизации, при наличии последней).

6.1.8. Включение под напряжение трансформатора (автотрансформатора) отпаечной подстанции, скоммутированного со стороны высшего напряжения через отделитель с короткозамыкателем и отключившегося действием резервной защиты, допускается выполнять разъединителем, имеющим достаточную коммутационную способность, после:

- определения и устранения причины отключения;
- отключения короткозамыкателя.

Если причина отключения не выявлена, то необходимо:

- отключить линию электропередачи выключателями (снять напряжение);
- включить отделитель и разъединитель трансформатора (автотрансформатора);

⁷ Данное требование в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 25.06.2018 № 282р не распространяется на отключение автотрансформаторов 220 кВ и выше от дифференциальной защиты, дифференциальной защиты ошиновки на подстанциях, вошедших в перечень подстанций с автотрансформаторами 220 кВ и выше, на которых питание собственных нужд подстанции осуществляется от секций шин 6 (10, 20, 35) кВ с АВР 6 (10, 20, 35) кВ и АВР 0,4 кВ и отсутствует подключение сторонних потребителей 6 (10, 20, 35) кВ.

- опробовать трансформатор напряжением включением линии электропередачи.

Допускается опробование трансформатора (автотрансформатора) напряжением со стороны низшего напряжения, при наличии и достаточной чувствительности защит.

6.1.9. В случае срабатывания газовой защиты на сигнал, трансформатор (автотрансформатор, шунтирующий реактор) должен быть отключен от сети для выявления причин срабатывания газовой защиты. Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению должно быть минимальным.

Внешний осмотр трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора), отбор проб газа из газового реле и проб масла необходимо производить после его отключения. Возможность ввода в работу трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора) определяется на основании результатов внешнего осмотра, анализа газа, масла, измерений и испытаний.

6.1.10. При исчезновении напряжения на двигателях охлаждающих устройств трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора) с системой охлаждения ДЦ, Ц, для предотвращения его повреждения из-за перегрева запускается защита от потери охлаждения и срабатывает соответствующая сигнализация. Оперативный персонал подстанции в этом случае должен незамедлительно сообщить о произошедшем соответствующему диспетчерскому и вышестоящему оперативному персоналу и принять меры к подаче напряжения на двигатели охлаждающих устройств.

Если подача напряжения и пуск охлаждающих устройств задерживаются, трансформатор (автотрансформатор, шунтирующий реактор) должен быть отключен от сети.

6.1.11. При отказе переключающего устройства РПН дальнейшие его переключения не допускаются до выявления и устранения причины нарушения нормального функционирования устройства РПН.

6.1.12. В случае отключения трансформатора (автотрансформатора) при переключении устройства РПН включение трансформатора (автотрансформатора) допускается только при отсутствии рассогласования контактов устройства РПН.

Если при переключении устройства РПН произошло рассогласование контактов устройства РПН, необходимость отключения трансформатора (автотрансформатора) должна определяться подстанционной инструкцией по эксплуатации и оперативному обслуживанию трансформатора (автотрансформатора) и его РПН.

6.2. Обесточивание сборных шин

Обесточивание сборных шин напряжением 35 кВ и выше

6.2.1. Если отключение СШ действием ДЗШ привело к отключению нагрузки потребителей, нарушению электроснабжения собственных нужд подстанции, перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузке контролируемых сечений, при отсутствии АПВ СШ (АПР) или его отказе, необходимо незамедлительно (с учетом требований п. 3.7 настоящей Инструкции), без осмотра оборудования опробовать напряжением обесточенные СШ (кроме секций шин КРУ 35 кВ или СШ КРУЭ)⁸ от любой

⁸ Данное требование, в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 25.06.2018 № 282р не распространяется на отключившиеся СШ РУ 35 кВ любого типа на подстанциях, вошедших в перечень подстанций с автотрансформаторами 220 кВ и выше, на которых питание собственных нужд подстанции

транзитной ЛЭП (предпочтительно без отпаечных подстанций) или от другого присоединения с учетом фактической схемы подстанции и возможности отключения оборудования в результате отказов коммутационных аппаратов при включении.

6.2.2. В случае успешного опробования СШ необходимо:

- восстановить электроснабжение собственных нужд подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей;
- восстановить схему подстанции (создать наиболее надежную послеаварийную схему подстанции).

6.2.3. В случае неуспешной работы АПВ СШ (АВР), неуспешном ручном опробовании СШ или если отключение СШ не привело к отключению нагрузки потребителей, нарушению электроснабжения собственных нужд подстанции, к перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузке контролируемых сечений, а также при отключении секций шин КРУ 35 кВ или СШ КРУЭ необходимо:

- осмотреть оборудование, входящее в зону действия ДЗШ;
- выявить и отделить от СШ поврежденное оборудование;
- опробовать напряжением СШ от любой транзитной ЛЭП (предпочтительно без отпаечных подстанций) или от другого присоединения с учетом фактической схемы подстанции и возможности отключения оборудования в результате отказов коммутационных аппаратов при включении;
- восстановить электроснабжение собственных нужд подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей (при наличии отключенных потребителей);
- восстановить схему подстанции (создать наиболее надежную послеаварийную схему подстанции).

6.2.4. В РУ с двумя системами шин (с возможностью коммутации присоединений на любую из них) при невозможности отделения поврежденного оборудования согласно пункту 6.2.3 настоящей Инструкции необходимо использовать оставшуюся в работе систему шин.

Для скорейшего восстановления электроснабжения потребителей, питающихся по тупиковым схемам, целесообразно в первую очередь переключить на оставшуюся в работе (неповрежденную) систему шин тупиковые линии и трансформаторы с тупиковой нагрузкой и подать по ним напряжение потребителям.

6.2.5. При отключении СШ защитой от внутренних повреждений трансформатора (автотрансформатора), скоммутированного на СШ только через разъединитель, необходимо:

- отключить разъединитель трансформатора (автотрансформатора);
- опробовать напряжением СШ от любой транзитной ЛЭП (предпочтительно без отпаечных подстанций) или от другого присоединения с учетом фактической схемы подстанции и возможности отключения оборудования в результате отказов коммутационных аппаратов при включении;
- восстановить электроснабжение собственных нужд подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей;
- восстановить схему подстанции (создать наиболее надежную послеаварийную схему подстанции).

6.2.6. При отключении СШ действием УРОВ вследствие отказа в отключении

выключателя одного из присоединений необходимо подать импульс от ключа управления на отключение отказавшего выключателя.

Если отказавший выключатель подачей импульса от ключа управления не отключается, необходимо:

- отключить разъединители отказавшего выключателя (с деблокированием устройств блокировки);
- опробовать напряжением СШ от любой транзитной ЛЭП (предпочтительно без отпаечных подстанций) или от другого присоединения с учетом фактической схемы подстанции и возможности отключения оборудования в результате отказов коммутационных аппаратов при включении;
- восстановить электроснабжение собственных нужд подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей;
- восстановить схему подстанции (создать наиболее надежную послеаварийную схему подстанции).

Ввод в работу выключателя, в результате отказа в отключении которого произошло отключение СШ действием УРОВ, производится после получения подтверждения о его исправности, оформленного в установленном порядке.

6.2.7. Исчезновение напряжения на шинах подстанции при отсутствии или отказе ДЗШ или УРОВ может быть вызвано КЗ как на самих шинах, так и на одном из присоединений. Такие КЗ ликвидируются действием резервных защит ЛЭП со стороны смежных объектов электроэнергетики и трансформаторов (автотрансформаторов) данной подстанции, в том числе на разделение СШ отключением ШСВ (СВ). В случае отказа ШСВ (СВ) в отключении от резервных защит трансформаторов (автотрансформаторов) произойдет исчезновение напряжения на обеих СШ.

6.2.7.1. Если исчезновение напряжения на обеих СШ привело к отключению нагрузки потребителей, нарушению электроснабжения собственных нужд подстанции, к перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузке контролируемых сечений, при отсутствии информации от персонала объектов электроэнергетики о повреждении оборудования, препятствующем опробованию, необходимо:

а) проверить отключенное положение выключателей (по информации центральной сигнализации подстанции, информационных систем ДЦ, ЦУС, объекта электроэнергетики):

1) с соответствующей стороны (высшего или среднего напряжения) трансформаторов (автотрансформаторов);

2) ЛЭП со стороны смежных объектов электроэнергетики;

б) разделить СШ отключением ШСВ (СВ) либо разъединителя в его цепи, если сам выключатель не отключается;

в) поочередно опробовать напряжением СШ от транзитных ЛЭП;

г) восстановить электроснабжение собственных нужд подстанции от неповрежденной СШ;

д) восстановить электроснабжение потребителей, в том числе посредством перевода нагрузки с поврежденной СШ;

ж) после определения и устранения причин отключения СШ восстановить схему подстанции (создать наиболее надежную послеаварийную схему подстанции).

6.2.7.2. Если исчезновение напряжения на обеих СШ не привело к отключению нагрузки потребителей, нарушению электроснабжения собственных нужд подстанции, перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше длительно

допустимой токовой нагрузки, перегрузке контролируемых сечений необходимо:

- а) осмотреть оборудование обесточенных СШ;
- б) при обнаружении поврежденного оборудования:
 - 1) отделить поврежденное оборудование от неповрежденного;
 - 2) ввести в работу неповрежденное оборудование;
- в) при отсутствии поврежденного оборудования:
 - 1) отключить все выключатели СШ;
 - 2) опробовать напряжением ЛЭП, на которой исходя из анализа работы устройств РЗА отсутствует повреждение;
 - 3) от опробованной ЛЭП опробовать СШ;
- г) восстановить электроснабжение собственных нужд подстанции;
- д) после определения и устранения причин отключения СШ восстановить схему подстанции (создать наиболее надежную послеаварийную схему подстанции).

6.2.7.3. Если исчезновение напряжения произошло на одной из СШ (совпало с автоматическим отключением ШСВ (СВ) действием резервных защит трансформаторов (автотрансформаторов) либо СШ исходно работали отдельно), необходимо действовать в соответствии с пунктами 6.2.1, 6.2.2 или 6.2.3 настоящей Инструкции, в зависимости от наличия/отсутствия отключения нагрузки потребителей, нарушения электроснабжения собственных нужд подстанции, перегрузки ЛЭП, электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузки контролируемых сечений.

Обесточивание сборных шин напряжением 6-20 кВ

6.2.8. Причинами обесточивания шин 6-20 кВ, не связанного с повреждением питающего шины трансформатора (автотрансформатора), могут быть:

- КЗ на шинах или оборудовании присоединений шин;
- не отключившееся КЗ на фидере, ТСН из-за отказа в отключении его выключателя или отказа в срабатывании его МТЗ;
- каскадное КЗ на фидерах (поочередное возникновение КЗ на двух фидерах, при котором КЗ на втором фидере возникает до отключения КЗ на первом фидере его МТЗ. Таким образом, МТЗ ввода 6-20 кВ или суммарная защита шин 6-20 кВ, запустившиеся при возникновении КЗ на первом фидере, срабатывают раньше, чем ликвидируется КЗ на втором фидере его МТЗ);
- излишняя работа защиты шин 6-20 кВ, суммарной защиты шин 6-20 кВ, дуговой защиты шин КРУ 6-20 кВ, резервной защиты трансформатора (автотрансформатора) со стороны 6-20 кВ (токовая отсечка, МТЗ) или другой аналогичной по назначению защиты.

6.2.9. Обесточивание шин 6-20 кВ может происходить при взаимном наложении указанных выше причин. Поэтому, во избежание дезориентации и возможных ошибочных действий оперативного персонала из-за таких наложений, подача напряжения на собственные нужды подстанции и потребителям, питавшимся от обесточившихся шин (после отделения от шин поврежденного участка, аварийно-восстановительных работ на шинах, а также если по результатам осмотра оборудования и анализа работы защит не установлена причина их обесточивания) должна выполняться в два этапа:

- при отключенных выключателях ТСН и фидеров подается напряжение на шины;
- подается напряжение на ТСН и фидера включением их выключателей (за исключением фидера, ТСН со сработавшей МТЗ, если он обнаружен).

При этом если имеется не выявленный фидер, ТСН с повреждением, при

включении его выключателя должны вновь обесточиться шины или должен отключиться выключатель этого фидера, ТСН. Выключатель установленного таким образом фидера, ТСН с повреждением следует отключить (оставить отключенным) и подать напряжение на неповрежденные фидера, ТСН.

6.2.10. При обесточивании шин КРУ (КРУН) 6-20 кВ действием защиты шин 6-20 кВ, суммарной защиты шин 6-20 кВ, дуговой защиты шин 6-20 кВ, МТЗ трансформатора (автотрансформатора) со стороны 6-20 кВ или другой аналогичной по назначению защиты, с отключением нагрузки потребителей, нарушением электроснабжения собственных нужд подстанции, повторная подача напряжения на шины без осмотра оборудования не допускается.

6.2.10.1. Если при осмотре обнаружен какой-либо признак повреждения оборудования в КРУ (КРУН) 6-20 кВ (задымленность, запах гари, нагрев корпуса ячейки, образование на нем цвета побежалости, копоти и т. п.), необходимо:

- вызвать на подстанцию АТП;
- до прибытия АТП приступить к выкачиванию (с отключением выключателей) тележек поврежденной ячейки и соседних с ней ячеек, а в отсутствие повреждения конкретной ячейки - всех ячеек отключившейся секции шин.

Совместно с АТП, с соблюдением допустимых расстояний до токоведущих частей необходимо тщательно осмотреть доступные для осмотра элементы секции шин и оборудования присоединений шин с целью определения возможности подачи напряжения на шины и на собственные нужды подстанции и потребителям.

При необходимости следует, в соответствии с нарядом-допуском (распоряжением), подготовить рабочее место для более полного осмотра секции шин, аварийно-восстановительных работ на ней (протирки или замены изоляторов, отшиновки поврежденного участка т. п.) и/или ее испытаний (мегаомметром или повышенным напряжением).

По завершении указанных действий и работ подачу напряжения на собственные нужды подстанции и потребителям следует выполнять согласно пункту 6.2.9 настоящей Инструкции.

6.2.10.2. Если при осмотре признаки повреждения оборудования в КРУ (КРУН) 6-20 кВ не обнаружены, вызов на подстанцию АТП не выполняется.

Необходимо проверить, нет ли на обесточившейся секции шин фидера со сработавшей МТЗ. Если обнаружен не отключившийся фидер со сработавшей МТЗ, его следует отключить и подать напряжение на собственные нужды подстанции и потребителям.

Подачу напряжения на собственные нужды подстанции и потребителям следует выполнять согласно пункту 6.2.9 настоящей Инструкции.

6.2.11. В РУ 6-10 кВ стационарного типа при отключении выключателя питающего СШ трансформатора (автотрансформатора) от защиты шин 6-10 кВ, суммарной защиты шин 6-10 кВ, резервной защиты трансформатора (автотрансформатора) со стороны 6-10 кВ (токовая отсечка, МТЗ) или другой аналогичной по назначению защиты, при отсутствии или отказе в действии АПВ трансформатора (автотрансформатора) или АВР резервного источника питания (ШСВ, СВ), с отключением нагрузки потребителей, нарушением электроснабжения собственных нужд подстанции, необходимо незамедлительно, без осмотра оборудования, подать напряжение на собственные нужды подстанции и потребителям включением, соответственно, выключателя трансформатора

(автотрансформатора) или резервного источника питания⁹, не отключая выключателей фидеров и ТСН.

При неуспешной работе АПВ (ABP), неуспешном ручном опробовании СШ или если отключение шин не привело к отключению нагрузки потребителей, нарушению электроснабжения собственных нужд подстанции, необходимо выполнить осмотр оборудования, проверить, нет ли на обесточившейся СШ фидера со сработавшей МТЗ. Если будут обнаружены повреждения на шинах или оборудовании присоединений шин, не отключившийся фидер со сработавшей МТЗ, их следует отделить от шин коммутационными аппаратами (в РУ с двумя системами шин при невозможности отделения места повреждения коммутационными аппаратами необходимо использовать оставшуюся в работе систему шин).

При необходимости следует, в соответствии с нарядом-допуском (распоряжением), подготовить рабочее место для аварийно-восстановительных работ на обесточившейся СШ (протирки или замены изоляторов, отшиновки поврежденного участка т. п.) и/или ее испытаний (мегаомметром или повышенным напряжением).

По завершении указанных действий и работ подачу напряжения на собственные нужды подстанции и потребителям следует выполнять согласно пункту 6.2.9 настоящей Инструкции.

6.3. Повреждение выключателей

6.3.1. В случае отказа в отключении (включении) фаз выключателя необходимо произвести осмотр отказавшего выключателя.

6.3.2. В случае отсутствия признаков зависания контактов необходимо подать импульс на отключение выключателя от ключа управления.

6.3.3. В случае отказа в отключении от ключа управления отказавший выключатель необходимо отделить от схемы РУ:

а) в схеме с двумя системами шин и более одного выключателя на присоединение (в том числе в схемах «трансформаторы-шины с присоединением линии через два выключателя», «трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий», «полуторная схема»):

1) в случае раздельной работы шин необходимо объединить системы шин для зашунтирования отказавшего выключателя (если это допустимо по условиям обеспечения соответствия отключающей способности выключателя токам короткого замыкания, обеспечения селективности защит, режимным условиям);

2) отключить разъединители с обеих сторон отказавшего выключателя (с деблокированием устройств блокировки);

б) в схемах многоугольников (в том числе в схемах «треугольник», «четырёхугольник» и т.д.):

1) собрать полную схему многоугольника для зашунтирования отказавшего выключателя;

2) отключить разъединители отказавшего выключателя (с деблокированием устройств блокировки);

в) в схеме с двумя системами шин, без обходной системы шин, одним

⁹ Данное требование, в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 25.06.2018 № 282р, не распространяется на отключившиеся СШ РУ 6 (10) кВ стационарного типа подстанций, вошедших в перечень подстанций с автотрансформаторами 220 кВ и выше, на которых питание собственных нужд подстанции осуществляется от секций шин 6 (10, 20, 35) кВ с АВР 6 (10, 20, 35) кВ и АВР 0,4 кВ и отсутствует подключение сторонних потребителей 6 (10, 20, 35) кВ.

выключателем на присоединение и включенным ШСВ:

1) все присоединения, за исключением присоединения с отказавшим выключателем, переключить шинными разъединителями на другие шины;

2) присоединение с отказавшим выключателем отключить ШСВ и выключателями с противоположной стороны данного присоединения;

3) отключить разъединители отказавшего выключателя (с деблокированием устройств блокировки);

г) в схемах с обходной системой шин:

1) включить присоединение с отказавшим выключателем на опробованную напряжением обходную систему шин разъединителем;

2) включить ОВ для шунтирования отказавшего выключателя;

3) отключить разъединители отказавшего выключателя (с деблокированием устройств блокировки);

д) в схемах без ШСВ или ОВ (в том числе в схемах «мостик», «одна рабочая секционированная система шин»):

1) выполнить перевод нагрузки потребителей, питающихся от шин с отказавшим выключателем, на другой источник питания (на самой подстанции, в прилегающей сети);

2) присоединение с отказавшим выключателем отключить ближайшими к нему выключателями, в том числе с противоположной стороны данного присоединения;

3) отключить разъединители отказавшего выключателя (с деблокированием устройств блокировки).

Операции по пунктам 6.3.3(а), 6.3.3(б) и 6.3.3(г) настоящей Инструкции по разборке схемы отказавшего выключателя разъединителями с использованием местного управления:

- допускаются только при снятом оперативном токе с выключателей, шунтирующих отказавший выключатель. При этом следует учитывать, что при схемах РУ по пунктам 6.3.3(а) и 6.3.3(б) настоящей Инструкции снятие оперативного тока с приводов выключателей, шунтирующих отказавший выключатель, приводит к полному погашению РУ при КЗ на любом отходящем от РУ присоединении либо на части из них;

- не допускаются на ПС нового поколения при отсутствии у разъединителей защитных козырьков.

В Инструкциях по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на подстанции, Инструкциях по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической сети ПМЭС должны быть указаны возможные неисправности имеющихся на подстанции, в электрической сети ПМЭС выключателей (с указанием типов выключателей), требующие незамедлительного снятия напряжения с неисправного выключателя другими выключателями во избежание возникновения в нем КЗ, а также обеспечения безопасности персонала при разборке его схемы разъединителями с местным управлением.

При возникновении неисправности выключателя, требующей отделения его от схемы РУ, оперативным персоналом подстанций и ЦУС ПМЭС в первую очередь должен рассматриваться и инициироваться способ отделения такого выключателя от схемы РУ, предусматривающий снятие напряжения с неисправного выключателя другими выключателями и последующее отключение его разъединителей (независимо от схемы РУ, наличия у разъединителей дистанционного управления, а также типа неисправного выключателя).

6.3.4. Запрещается проводить операции с выключателем, имеющим признаки зависания контактов (к таким признакам относятся потрескивание внутри корпуса выключателя, у воздушных выключателей - дым, выходящий из выхлопных патрубков, у масляных выключателей - бурление масла).

При выявлении признаков зависания контактов выключателя необходимо снять оперативный ток с его привода и разгрузить присоединение с отказавшим выключателем (переводом нагрузки на другое присоединение, отключением присоединения с противоположной стороны, шунтированием неисправного выключателя вторым выключателем в схемах РУ с двумя выключателями на присоединение и т. д.).

После выполнения разгрузки присоединения необходимо снять напряжение с отказавшего выключателя ближайшими к нему выключателями (другими выключателями данной системы шин и смежным выключателем в схеме с двумя выключателями на присоединение, смежными выключателями в схемах многоугольника, полуторной и подобных им, выключателями с противоположной стороны присоединения с отказавшим выключателем и любым другим доступным выключателем), после чего отключить разъединители с обеих его сторон (при необходимости - с деблокированием устройств блокировки).

При наличии дистанционного управления разъединителями данного РУ возможно отделение отказавшего выключателя от схемы РУ, руководствуясь указаниями пунктов 6.3.3(а), 6.3.3(б), 6.3.3(в) и 6.3.3(г) настоящей Инструкции.

6.3.5. При выявлении повреждения фарфора на включенном воздушном выключателе (без зависания контактов) необходимо снять оперативный ток с его привода и отделить неисправный выключатель от схемы РУ, руководствуясь указаниями пункта 6.3.3 настоящей Инструкции.

6.3.6. При обнаружении утечек сжатого воздуха у отключенных воздушных выключателей прекращение подачи в них сжатого воздуха должно производиться только после снятия напряжения с выключателей с разборкой схемы разъединителями.

6.3.7. При возникновении неисправности воздушной системы одного из выключателей должны быть приняты меры по локализации повреждения и устранению неисправности. Такой выключатель должен быть выведен из работы в соответствии с указаниями пункта 6.3.3 настоящей Инструкции.

6.3.8. При прекращении подачи воздуха в ресиверы системы воздухоснабжения воздушных выключателей необходимо:

- вывести АПВ и АВР выключателей, к которым прекратилась подача сжатого воздуха;
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах ЛЭП, подключенных к РУ с неисправной системой воздухоснабжения, и ввести их в работу в случае отключенного состояния;
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах ЛЭП другого класса напряжения, связанных с РУ с неисправной системой воздухоснабжения через трансформатор (автотрансформатор), и ввести их в работу в случае отключенного состояния;
- проверить включенное состояние резервных защит на трансформаторах (автотрансформаторах) и ввести их в работу в случае отключенного состояния;
- не производить операции с воздушными выключателями в РУ с неисправной системой воздухоснабжения, не связанные с ликвидацией аварии;
- принять меры для восстановления подачи воздуха в ресиверы системы

воздухоснабжения.

Необходимо также учитывать, что при коротком замыкании на оборудовании или линии электропередачи возможно полное погашение РУ с неисправной системой воздухоснабжения дальним резервированием защит смежных объектов электроэнергетики.

6.3.9. Запрещается производить операции масляным выключателем с недопустимым уровнем масла (нет масла в масломерном стекле).

С привода такого выключателя необходимо снять оперативный ток. Дальнейшие действия персонала определяются назначением масла в выключателе.

Если масло в выключателе является только средой для гашения дуги, неисправный выключатель должен быть незамедлительно отделен от схемы РУ, руководствуясь указаниями пункта 6.3.3 настоящей Инструкции.

Если масло в выключателе является не только средой для гашения дуги, но также выполняет роль изолятора токоведущих частей от заземленных элементов конструкции выключателя, то, во избежание возникновения в нем КЗ, с неисправного выключателя следует незамедлительно снять напряжение другими выключателями. Затем дефектный выключатель следует отключить (если был включен) и разобрать его схему разъединителями.

6.3.10. При срабатывании предупредительной сигнализации снижения давления (плотности) элегаза в выключателе в отсеке КРУЭ с выключателем необходимо организовать наблюдение за ним, при этом выполнение операций с выключателем допускается. При сохранении тенденции снижения давления (плотности) элегаза неисправный выключатель необходимо отключить с последующим его выводом в ремонт.

При достижении величины аварийной уставки давления (плотности) элегаза цепи управления выключателем автоматически блокируются, выполнять операции с этим выключателем запрещается. Выключатель должен быть отделен от схемы РУ в минимально возможный срок в соответствии с указаниями пункта 6.3.3 настоящей Инструкции.

6.3.11. При потере постоянного оперативного тока в цепях управления одного из выключателей незамедлительно должны быть приняты меры к отысканию и устранению повреждения. Выключатель с неисправными цепями управления должен быть выведен из работы в соответствии с указаниями пункта 6.3.3 настоящей Инструкции.

6.3.12. При потере постоянного оперативного тока в цепях управления и цепях защит на всех присоединениях РУ необходимо определить и устранить повреждение.

Если определить и устранить повреждение в кратчайший срок невозможно, необходимо:

- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах ЛЭП, подключенных к РУ, и ввести их в работу в случае отключенного состояния;
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах ЛЭП другого класса напряжения, связанных с РУ через трансформатор (автотрансформатор), и ввести их в работу в случае отключенного состояния;
- не производить операции с выключателями и линейными разъединителями в РУ объектов электроэнергетики на противоположных концах ЛЭП, в РУ отпаечных подстанций, а также в РУ, связанных с данным РУ через трансформатор

(автотрансформатор).

6.4. Повреждение разъединителей

6.4.1. Признаками нагрева контактов разъединителя являются покраснение контактов, таяние на них снега, появление на них цвета побежалости, искрение.

6.4.2. Устранение нагрева разъединителя должно производиться разгрузкой присоединения посредством:

- уменьшения тока через разъединитель выполнением схемно-режимных мероприятий;
- отключения выключателя присоединения.

Неисправный разъединитель, не имеющий дистанционного управления, отключается только после снятия с него напряжения.

6.4.3. При невозможности быстрой разгрузки присоединения, в числе прочих рассматриваются следующие варианты разгрузки:

- в схемах с двумя системами шин, без обходной системы шин, одним выключателем на присоединение и включенным ШСВ - замыкание развилки шинных разъединителей;
- в схемах с обходной системой шин - перевод присоединения с нагретым разъединителем на ОВ.

6.4.4. При срабатывании предупредительной сигнализации снижения давления (плотности) элегаза в отсеке КРУЭ с разъединителем необходимо организовать наблюдение за ним. При сохранении тенденции снижения давления (плотности) элегаза неисправный разъединитель необходимо вывести из работы.

При достижении величины аварийной уставки давления (плотности) элегаза в минимально возможный срок должны быть приняты меры по снятию напряжения с неисправного разъединителя, с последующим выводом его из работы.

6.5. Автоматическое отключение СК

6.5.1. При автоматическом отключении СК защитой от внутренних повреждений включение его в сеть допускается только после осмотра, проведения испытаний изоляции, выявления и устранения причины отключения.

6.5.2. Если СК отключился действием защиты минимального напряжения при глубоком понижении напряжения во время нарушения нормального режима на подстанции или в энергосистеме, его следует при первой возможности включить в сеть.

6.6. Ликвидация нарушений нормального режима с измерительными трансформаторами

6.6.1. Измерительный трансформатор напряжения следует вывести из работы при обнаружении капельной течи масла из трансформатора (при условии наличия масла в масломерном стекле), а именно:

- выполнить операции с устройствами РЗА в соответствии с инструкциями по их эксплуатации и оперативному обслуживанию;
- отключить трансформатор напряжения со стороны низшего напряжения;
- снять¹⁰ напряжение с трансформатора напряжения отключением разъединителя или выкатыванием тележки трансформатора напряжения, а в их отсутствие - отключением выключателей соответствующих шин или присоединения.

В случае обнаружения иных признаков начальной стадии повреждения

¹⁰ В РУ 110-750 кВ для трансформаторов напряжения с емкостными делителями напряжения данное требование выполняется с учетом ограничений для таких трансформаторов напряжения, указанных в Инструкции по производству переключений на ПС 35-750 кВ ПАО «ФСК ЕЭС».

трансформатора напряжения, в целях исключения угрозы жизни и здоровью людей или угрозы повреждения оборудования, напряжение с трансформатора напряжения следует снять незамедлительно (отключением выключателей соответствующих шин или присоединения, без предварительного выполнения операций с устройствами РЗА и отключения трансформатора напряжения со стороны низшего напряжения).

К иным признакам начальной стадии повреждения трансформатора напряжения относятся:

- отсутствие масла в масломерном стекле трансформатора;
- повторяющиеся пуски устройств РЗА, подключенных к цепям напряжения данного трансформатора напряжения, в отсутствие повреждений в электрической сети;
- скачкообразное изменение напряжения два и более раз, выявленное по измерительным приборам, которые подключены к данному трансформатору напряжения;
- перегорание два раза подряд плавких вставок на стороне высшего напряжения (усиление плавких вставок не допускается - это может привести к развитию повреждения трансформатора);
- недопустимый нагрев трансформатора;
- потрескивание и шум внутри трансформатора;
- запах гари или появление дыма из трансформатора;
- наличие искр или разряда между выводами и корпусом;
- другие признаки, по усмотрению оперативного персонала ПС.

6.6.2. Не допускается отключение измерительного трансформатора напряжения серии НКФ разъединителями после возникновения феррорезонансного процесса независимо от типа привода (с местным или с дистанционным управлением).

В указанной ситуации для отключения измерительного трансформатора напряжения следует предварительно расстроить феррорезонансный контур подключением к нему трансформатора (автотрансформатора), который отключен с остальных своих сторон, или ЛЭП, которая отключена с противоположной стороны.

6.6.3. Включение под напряжение измерительного трансформатора напряжения серии НКФ, находившегося в режиме феррорезонанса, допускается производить только после его испытаний, включая хроматографический анализ трансформаторного масла, с разрешения главного инженера ПМЭС.

6.6.4. В случае возникновения неисправности трансформатора тока необходимо выполнить операции, направленные на снятие напряжения с неисправного трансформатора тока.

6.6.5. При срабатывании предупредительной сигнализации снижения давления (плотности) элегаза в измерительных трансформаторах тока или напряжения, в отсеке КРУЭ с измерительными трансформаторами тока или напряжения, необходимо организовать наблюдение за ним, при этом незамедлительное снятие напряжения с измерительного трансформатора тока или напряжения не требуется. При сохранении тенденции снижения давления (плотности) элегаза измерительный трансформатор тока или напряжения необходимо вывести из работы.

При достижении величины аварийной уставки давления (плотности) элегаза в минимально возможный срок должны быть приняты меры по снятию напряжения с неисправного измерительного трансформатора тока или напряжения с последующим его выводом из работы.

6.7. Нарушения в работе ограничителей перенапряжений

6.7.1. При наличии признаков неисправности ОПН (нарушение защитных мембран, наличие отверстий и отслоений на полимерной изоляционной крышке, появление трещин на фарфоровой крышке, коронирование, увеличение тока проводимости выше допустимой нормы и т.п.) должны быть приняты неотложные меры по отключению оборудования, ЛЭП, к которым подключен ОПН.

6.8. Ликвидация нарушений нормального режима в схемах СН 0,4 кВ¹¹

6.8.1. Обесточивание секции СН 0,4 кВ может быть вызвано:

- отключением источников питания секции СН 0,4 кВ;
- коротким замыканием на секции СН 0,4 кВ;
- отказом автоматического выключателя при КЗ на отходящем от секции СН 0,4 кВ присоединении.

6.8.2. В процессе ликвидации нарушений нормального режима в схемах СН 0,4 кВ напряжение в первую очередь следует подавать наиболее ответственным электроприемникам (маслонасосы систем охлаждения трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих реакторов, воздухоприготовительные установки, водонасосы систем пожаротушения, зарядно-подзарядные устройства аккумуляторных батарей, на подстанциях нового поколения - устройства АСУ ТП).

После ликвидации нарушения нормального режима следует убедиться в восстановлении нормальной работы указанных и других электроприемников.

6.8.3. В случае отключения источников питания секции СН 0,4 кВ по причине:

- обесточивания шин 6-20 кВ, к которым подключен ТСН 6-20 кВ;
- отключения ТСН 6-20 кВ защитой от внутренних повреждений (токовой отсечкой),

необходимо проверить восстановление напряжения на секции СН 0,4 кВ в результате действия устройства АВР.

Если напряжения на секции нет (отказ АВР), необходимо подать напряжение на обесточенную секцию 0,4 кВ от смежной секции 0,4 кВ с предварительным контролем отключенного положения автоматического выключателя 0,4 кВ отключившегося ТСН.

6.8.4. В случае автоматического отключения ТСН от максимальной токовой защиты (токовая отсечка не работала) выключателем 6-20 кВ и автоматическим выключателем 0,4 кВ, и при последующем неуспешном действии АВР следует предположить КЗ на секции 0,4 кВ СН или не отключившееся КЗ на отходящем от этой секции присоединении.

В этом случае необходимо осмотреть обесточившуюся секцию 0,4 кВ и ТСН.

6.8.4.1. В отсутствие видимых повреждений в цепи ТСН следует подать напряжение на ТСН (включением его выключателя 6-20 кВ).

6.8.4.2. При обнаружении повреждения на секции 0,4 кВ необходимо выделить его отключением соответствующих коммутационных аппаратов, подать напряжение на неповрежденную часть секции 0,4 кВ (включением автоматического выключателя 0,4 кВ ТСН), после чего подать напряжение на отходящие от секции 0,4 кВ присоединения.

При невозможности выделения места повреждения с помощью коммутационных аппаратов - принять меры по организации ремонта поврежденной

¹¹ Ликвидация нарушений нормального режима рассматривается для схемы СН 0,4 кВ, представленной в приложении 3 к настоящей Инструкции.

секции 0,4 кВ.

6.8.4.3. При отсутствии признаков повреждения секции 0,4 кВ необходимо произвести отключение автоматических выключателей всех отходящих от нее присоединений, опробовать секцию подачей напряжения от ТСН (включением автоматического выключателя 0,4 кВ ТСН), путем поочередного включения отходящих от секции 0,4 кВ присоединений выявить и оставить отключенным поврежденное присоединение, а по неповрежденным подать напряжение.

В целях обеспечения безопасности оперативного персонала подачу напряжения на каждое отходящее от секции 0,4 кВ присоединение следует выполнять включением автоматического выключателя 0,4 кВ ТСН.

6.9. Исчезновение напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи

Исчезновение напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи может произойти в результате неселективного действия ее вводного автомата, КЗ на СШ постоянного тока или при повреждении аккумуляторной батареи.

В этом случае:

- при неселективном отключении автомата необходимо установить и устранить причину неселективного действия, включить автомат;
- при повреждении одной СШ постоянного тока всю нагрузку необходимо перевести на неповрежденную СШ;
- при повреждении аккумуляторной батареи щит постоянного тока необходимо перевести на питание от другой аккумуляторной батареи по схеме взаимного резервирования с помощью предусмотренного для этого автомата. Если другой аккумуляторной батареи нет или она в ремонте, следует включить на шины зарядно-подзарядный агрегат, имеющий достаточную мощность для электроснабжения нагрузки по постоянному току, вывести АПВ и АВР выключателей с электромагнитным приводом и организовать устранение повреждения аккумуляторной батареи;
- подачу питания от СШ постоянного тока на микроэлектронные или микропроцессорные устройства РЗА следует выполнять в соответствии с требованиями инструкций по эксплуатации и оперативному обслуживанию таких устройств.

7. Отыскание замыканий на землю

7.1. Отыскание замыканий на землю в электрических сетях 6-35 кВ с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов

7.1.1. При возникновении замыкания одной фазы на землю необходимо незамедлительно приступить к отысканию места повреждения и устранить его в кратчайший срок. Задержка в определении места повреждения увеличивает вероятность перехода замыкания на землю в междуфазное КЗ.

7.1.2. При замыкании на землю в обмотке статора СК мощностью 50 Мвар и более автоматически отключаются, а при отказе защит такие СК должны быть незамедлительно разгружены и отключены от сети вручную.

7.1.3. Работа СК меньшей мощности при замыкании на землю с токами замыкания в сети не более 5 А допускается в течение не более 2 ч.

Если известно, что место замыкания находится не в обмотках статора СК, а в сети, то при необходимости Главным инженером ПМЭС принимается решение о работе СК с замыканием в сети в течение не более 6 часов.

В электрической сети, имеющей заземляющий дугогасящий реактор, время

работы с замыканием на землю определяется также условиями работы реакторов (температурой верхних слоев масла).

7.1.4. При появлении замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью срабатывают приборы контроля изоляции, подключенные к трансформаторам напряжения шин или присоединений РУ.

Определение фазы, имеющей замыкание на землю, должно осуществляться по показаниям фазных киловольтметров.

При металлическом замыкании на землю одной из фаз показание киловольтметра этой фазы будет равным нулю, а показания киловольтметров двух других фаз возрастут в 1,73 раза. При переходе металлического замыкания на землю в неполное замыкание на землю, т.е. при замыкании через сопротивление, показания киловольтметра поврежденной фазы станут отличным от нуля (но не достигнет значения фазного напряжения), а показания киловольтметров двух других фаз уменьшатся (но не достигнут значений фазных напряжений). При перемежающихся замыканиях на землю показания фазных киловольтметров то уменьшаются, то увеличиваются.

Следует отличать признаки замыкания на землю одной из фаз от признаков иных повреждений в электрической сети:

- в случае обрыва фазы на стороне высшего напряжения силового трансформатора, выполненного по схеме «звезда-треугольник», фазные киловольтметры на стороне низшего напряжения будут иметь искаженные показания: на одной фазе напряжение будет вдвое больше, чем на двух других;

- при перегорании плавкого предохранителя на стороне высшего или низшего напряжения трансформатора напряжения шин или присоединений РУ показание киловольтметра фазы с перегоревшим предохранителем будет близким к нулю, а других фаз - не изменится.

7.1.5. Если появление замыкания на землю совпало по времени с включением выключателя какого-либо присоединения, необходимо незамедлительно отключить этот выключатель и проконтролировать исчезновение замыкания на землю.

Автоматическое отключение какой-либо линии с успешным АПВ и появление замыкания на землю в этот момент в большинстве случаев являются признаком наличия такого замыкания на этой линии.

7.1.6. Определение места замыкания на землю в случае отсутствия специальных приборов, позволяющих определить участок электрической сети с замыканием на землю, проводится методом последовательного деления электрической сети, до определения участка электрической сети с замыканием на землю, состоящего из СШ питающей подстанции и отходящих от нее ЛЭП, питающих тупиковые подстанции.

7.1.7. Перед делением электрической сети на части необходимо проверить в каждой отделяемой части:

- наличие источников питания;
- отсутствие возможности перегрузок ЛЭП и электросетевого оборудования;
- отсутствие возможности недопустимых изменений напряжения;
- настройку дугогасящих реакторов.

7.1.8. После определения участка электрической сети с замыканием на землю или если сеть не замкнута, и такой участок известен изначально, необходимо произвести кратковременное (на время, минимально необходимое для контроля изоляции сети) поочередное отключение ЛЭП, питающих тупиковые подстанции, с контролем показаний приборов контроля изоляции. Одновременно необходимо

произвести, с соблюдением мер безопасности, осмотр оборудования РУ питающей подстанции (СШ и питающего СШ ввода трансформатор/автотрансформатора). Если после отключения ЛЭП замыкание на землю исчезло, то данная ЛЭП имеет повреждение.

Если поочередным отключением ЛЭП, питающих тупиковые подстанции, и осмотром оборудования РУ питающей подстанции не определен участок электрической сети с замыканием на землю, то необходимо произвести отключение всех присоединений СШ с замыканием на землю (кроме трансформатора напряжения), с контролем показаний приборов контроля изоляции.

Если при отключении всех тупиковых присоединений замыкание на землю исчезло, произвести поочередное включение присоединений данной СШ, с контролем показаний приборов контроля изоляции. В случае появления сигнала о замыкании на землю при включении очередного присоединения его необходимо отключить и продолжить включение ранее отключенных присоединений.

Если после отключения всех тупиковых присоединений СШ с замыканием на землю замыкание на землю не устранилось, то необходимо отключить питающую СШ и продолжить отыскание повреждения на оборудовании РУ подстанции.

Кратковременное отключение энергопринимающих установок потребителей, перерыв электроснабжения которых не допускается, производится по согласованию с ними.

В РУ питающей подстанции с двумя системами шин поврежденная ЛЭП может быть выявлена путем поочередного перевода присоединений на СШ без замыкания на землю, с включением ШСВ на время перевода и контролем показаний приборов контроля изоляции.

7.2. Отыскание замыканий на землю в сети постоянного тока подстанции

7.2.1. При возникновении замыкания на землю в сети постоянного тока следует немедленно приступить к его отысканию. До устранения замыкания на землю не разрешаются операции с коммутационными аппаратами, имеющими дистанционное управление, за исключением операций для предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима.

В зависимости от типа установленного устройства контроля изоляции поиск присоединения с замыканием на землю может быть выполнен:

- автоматически по информации с устройства контроля изоляции;
- вручную поочередным отключением присоединений.

7.2.2. При определении присоединения с замыканием на землю автоматически по информации с устройства контроля изоляции отыскание места замыкания на землю должно выполняться в соответствии с инструкцией по эксплуатации и оперативному обслуживанию системы оперативного постоянного тока.

7.2.3. Ручное отыскание места замыкания на землю выполняется методом разделения сети постоянного тока на части, питающиеся от разных источников (батарей, зарядно-подзарядных агрегатов, выпрямителей), с последующим кратковременным поочередным отключением присоединений. При этом необходимо после каждого отключения контролировать показания устройства контроля изоляции для определения поврежденного присоединения. Порядок операций должен быть определен инструкцией по эксплуатации и оперативному обслуживанию системы оперативного постоянного тока, с учетом следующих требований:

- если появление замыкания на землю совпало с включением присоединения

сети постоянного тока, необходимо немедленно отключить данное присоединение и убедиться в исчезновении замыкания на землю;

- кольцевые схемы сети постоянного тока предварительно необходимо разомкнуть;

- при наличии двух секций постоянного тока на резервную секцию должен включаться резервный источник питания. Присоединение с замыканием на землю должно определяться поочередным переводом присоединений на эту секцию;

- при наличии двух секций постоянного тока, которые могут питаться от отдельных батарей, следует их разделить секционными разъединителями и выполнять кратковременное отключение присоединений на той секции, где обнаружено место замыкания на землю;

- если место замыкания на землю не обнаружено, то оно находится на источнике питания или на шинах постоянного тока. В этом случае к шинам должен подключаться резервный источник питания, основной источник питания должен отключаться для отыскания и устранения неисправности.

7.2.4. После отыскания присоединения с замыканием на землю, вручную или автоматически, необходимо:

- при невозможности отключения присоединения, на котором обнаружено место замыкания на землю, перевести его питание на резервный источник;

- выполнить мероприятия для исключения нарушения функционирования устройств, подключенных к неисправному присоединению, в соответствии с инструкциями по их эксплуатации и оперативному обслуживанию;

- отключить неисправное присоединение;

- проверить отсутствие сигнализации о снижении сопротивления изоляции сети оперативного постоянного тока.

7.2.5. Для подстанций с микроэлектронными или микропроцессорными устройствами РЗА отыскание места замыкания на землю поочередным кратковременным отключением присоединений в сети постоянного тока не рекомендуется. Предпочтительно автоматическое по информации с устройства контроля изоляции отыскание места замыкания на землю.

Отыскание места замыкания на землю в сети постоянного тока, в том числе вынужденное кратковременное отключение линий постоянного тока, питающих микроэлектронные или микропроцессорные устройства РЗА, следует выполнять в соответствии с требованиями инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию системы оперативного постоянного тока и инструкций по эксплуатации и оперативному обслуживанию микроэлектронных и микропроцессорных устройств РЗА конкретной подстанции.

8. Самостоятельные действия оперативного персонала подстанций при ликвидации нарушений нормального режима, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с ДЦ

8.1. При отказе средств связи, а в отдельных случаях независимо от состояния связи с диспетчером СО и оперативным персоналом ЦУС ПМЭС (ЦУС РСК) оперативный персонал подстанций обязан самостоятельно (без получения команд, разрешений), в пределах своих функций и ответственности, выполнять действия по ликвидации нарушений нормального режима, если такие действия не требуют координации и не приводят к развитию нарушения нормального режима или задержку в его ликвидации.

При разработке аналогичного раздела Инструкции по предотвращению

развития и ликвидации технологических нарушений на подстанции, Инструкции по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической сети ПМЭС наряду с требованиями настоящей Инструкции должны учитываться требования местных инструкций соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии: Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части ЕЭС России в операционной зоне РДУ, Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части ЕЭС России в операционной зоне ОДУ¹², документов по взаимоотношениям с РСК, территориальными сетевыми организациями и другими вневедомственными организациями (далее - местные инструкции).

Диспетчер СО и оперативный персонал ЦУС ПМЭС (ЦУС РСК) при принятии решений обязан учитывать самостоятельные действия оперативного персонала подстанций.

8.2. Под отказом средств связи понимается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность связаться с диспетчером СО и оперативным персоналом ЦУС ПМЭС (ЦУС РСК) более трех минут из-за плохой слышимости и перебоев в работе связи.

8.3. При отказе средств связи, наряду с производством операций, указанных в настоящем разделе, должны приниматься все меры к восстановлению связи. При этом необходимо использовать любые виды связи (междугородная, сотовая, ведомственная и т.д.), а также передачу сообщений через другие ЦУС и объекты энергетики.

8.4. В аналогичном разделе Инструкции по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на подстанции, Инструкции по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической сети ПМЭС должен содержаться полный перечень:

- самостоятельных действий, которые оперативный персонал подстанции выполняет при отказе средств связи;
- самостоятельных действий, которые оперативный персонал подстанции выполняет независимо от состояния связи;
- самостоятельных действий, выполнение которых при отказе средств связи оперативному персоналу подстанции не допускается.

8.5. При восстановлении связи оперативный персонал подстанций должен незамедлительно сообщить диспетчеру СО и оперативному персоналу ЦУС ПМЭС (ЦУС РСК) о самостоятельно выполненных действиях.

8.6. Оперативный персонал подстанций, независимо от состояния связи, должен выполнять следующие самостоятельные действия:

- при опробовании напряжением электросетевого оборудования или ЛЭП - незамедлительное отключение выключателя ключом управления при включении его на КЗ (бросок тока, просадка напряжения), если имеется техническая возможность такого отключения;
- незамедлительное отключение электросетевого оборудования и ЛЭП в обстоятельствах, создающих угрозу жизни и здоровью людей или угрозу повреждения оборудования согласно пункту 3.9 настоящей Инструкции.

8.7. При отказе средств связи оперативный персонал подстанций должен

¹² Требования данной инструкции подлежат учету, если на подстанции имеются объекты диспетчеризации ОДУ.

выполнять следующие самостоятельные действия.

8.7.1. Подача напряжения на собственные нужды, СШ, трансформаторы (автотрансформаторы) с принятием мер, исключающих подачу напряжения на транзитные ЛЭП, в том числе:

- незамедлительная, без осмотра оборудования, подача напряжения на обесточенную с отключением нагрузки потребителей, нарушением электроснабжения собственных нужд подстанции, из-за отключения трансформатора (автотрансформатора) защитой от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной или токовой отсечки и т. п.), дифференциальной защитой ошиновки, СШ в связи с отсутствием или отказом в действии АВР, путем включения выключателя резервного источника питания (ШСВ, СВ, резервного трансформатора)¹³;

- включение отключившегося от резервной защиты (защиты от внутренних повреждений не действовали) трансформатора 110 кВ и ниже, без осмотра трансформатора, если его отключение привело к отключению нагрузки потребителей, нарушению электроснабжения собственных нужд подстанции или недопустимой перегрузке оставшихся в работе ЛЭП, электросетевого оборудования;

- незамедлительная, без осмотра оборудования, подача напряжения на обесточившуюся действием ДЗШ (при условии отсутствия косвенных или прямых признаков работы УРОВ), с отключением нагрузки потребителей, нарушением электроснабжения собственных нужд подстанции, перегрузкой ЛЭП или электросетевого оборудования свыше допустимой токовой нагрузки, СШ 35 кВ и выше, если отсутствует или отказало в действии устройство АПВ шин (АВР), и далее - на собственные нужды подстанции и потребителям¹⁴. Данная норма не распространяется на РУ, подача напряжения без осмотра на которые запрещена местными инструкциями, а также на КРУ 35 кВ и КРУЭ;

- незамедлительное, без осмотра оборудования, включение автоматически отключившегося выключателя 6-10 кВ трансформатора (автотрансформатора), питавшего шины РУ 6-10 кВ стационарного типа, или выключателя 6-10 кВ резервного источника питания этих шин (ШСВ, СВ), если при отключении выключателя 6-10 кВ трансформатора (автотрансформатора) его резервной защитой стороны 6-10 кВ (токовая отсечка, МТЗ), защитой шин 6-10 кВ, суммарной защитой шин 6-10 кВ или другой аналогичной по назначению защитой произошло отключение нагрузки потребителей, нарушение электроснабжения собственных нужд подстанции, а АПВ отключившегося выключателя 6-10 кВ трансформатора (автотрансформатора) или АВР резервного источника питания отсутствуют или отказали в действии¹⁵.

¹³ Данное требование, в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 25.06.2018 № 282р, не распространяется на отключение автотрансформаторов 220 кВ и выше от дифференциальной защиты, дифференциальной защиты ошиновки на подстанциях, вошедших в перечень подстанций с автотрансформаторами 220 кВ и выше, на которых питание собственных нужд подстанции осуществляется от секций шин 6 (10, 20, 35) кВ с АВР 6 (10, 20, 35) кВ и АВР 0,4 кВ и отсутствует подключение сторонних потребителей 6 (10, 20, 35) кВ.

¹⁴ Данное требование, в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 25.06.2018 № 282р, не распространяется на отключившиеся СШ РУ 35 кВ любого типа на подстанциях, вошедших в перечень подстанций с автотрансформаторами 220 кВ и выше, на которых питание собственных нужд подстанции осуществляется от секций шин 6 (10, 20, 35) кВ с АВР 6 (10, 20, 35) кВ и АВР 0,4 кВ и отсутствует подключение сторонних потребителей 6 (10, 20, 35) кВ.

¹⁵ Данное требование, в соответствии с распоряжением ПАО «Россети» от 25.06.2018 № 282р, не распространяется на отключившиеся СШ РУ 6 (10) кВ стационарного типа подстанций, вошедших в перечень подстанций с автотрансформаторами 220 кВ и выше, на которых питание собственных нужд подстанции

8.7.2. Незамедлительное, без осмотра оборудования, включение выключателя автоматически отключившейся тупиковой ЛЭП¹⁶, в том числе после неуспешного АПВ однократного действия. Данное требование не распространяется на тупиковую ЛЭП, отключившуюся действием противоаварийной автоматики.

8.7.3. Включение в транзит с контролем синхронизма транзитных ЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов), за исключением ЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов), недопустимость включения в транзит с контролем синхронизма которых определена местными инструкциями.

8.7.4. Регулирование напряжения в допустимых пределах путем загрузки/разгрузки и включения/отключения СКРМ, изменения коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов), оснащенных устройствами РПН.

8.7.5. Отделение от обесточившихся шин поврежденного участка коммутационными аппаратами (с выполнением необходимых действий по обеспечению безопасности оперативного персонала при операциях с коммутационными аппаратами), подача напряжения на неповрежденные шины от одного из присоединений шин (с принятием мер, исключающих подачу напряжения на транзитные ЛЭП) и далее - на собственные нужды подстанции и потребителям.

8.7.6. Отключение ЛЭП, отключение которых осуществляется действием устройств АЛАР, при выявлении по ним непрекращающегося асинхронного режима.

8.8. При отказе средств связи оперативному персоналу подстанций не допускается выполнять следующие самостоятельные действия:

- выполнение переключений, не связанных с предотвращением развития и ликвидации нарушений нормального режима;
- включение без проверки синхронизма транзитных ЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов);
- подача напряжения на транзитные ЛЭП;
- отключение коммутационных аппаратов транзитных ЛЭП и трансформаторов (автотрансформаторов) при исчезновении напряжения на шинах энергообъекта за исключением случаев угрозы жизни людей, повреждения оборудования, случаев когда анализ работы устройств РЗА показывает отказ выключателя или устройств РЗА, а также при самостоятельной подаче напряжения на собственные нужды, СШ, трансформаторы (автотрансформаторы) с принятием мер, исключающих подачу напряжения на транзитные ЛЭП;
- включение нагрузки потребителей, отключенных по графикам аварийного ограничения режима потребления, устройствами (комплексами) ПА.

8.9. При отказе средств связи и исчезновении напряжения на ЛЭП,

осуществляется от секций шин 6 (10, 20, 35) кВ с АВР 6 (10, 20, 35) кВ и АВР 0,4 кВ и отсутствует подключение сторонних потребителей 6 (10, 20, 35) кВ.

¹⁶ Тупиковые ЛЭП, подпадающие под требование п. 8.7.2 настоящей Инструкции, должны определяться Перечнем тупиковых ВЛ и КВЛ 35-220 кВ, на которые распространяется требование о незамедлительном, без осмотра оборудования, включении после их автоматического отключения. Указанный перечень должен входить, в виде приложения, в Инструкцию по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений в электрической сети ПМЭС, Инструкцию по предотвращению развития и ликвидации технологических нарушений на соответствующей подстанции и не должен включать в себя:

- ЛЭП, включение которых запрещено Инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части ЕЭС России в операционной зоне РДУ, документами по взаимоотношениям с РСК, территориальными сетевыми организациями, другими вневедомственными организациями и потребителями электрической энергии;

- ЛЭП, после отключения которых питание потребителей автоматически переводится на другой источник.

присоединенных к шинам РУ, оперативный персонал ПС должен быть готов к подаче рабочего напряжения, без предупреждения, с противоположной стороны любой из вышеуказанных ЛЭП.

9. Действия оперативного персонала при возникновении чрезвычайных ситуаций

9.1. Действия оперативного персонала при возникновении или угрозе возникновения чрезвычайных ситуаций должны быть направлены на предотвращение угрозы жизни и здоровью людей, минимизацию потерь материальных ресурсов (в том числе недопущение повреждения электросетевого оборудования и ЛЭП) и обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей, не затронутых чрезвычайной ситуацией.

9.2. При возникновении или угрозе возникновения чрезвычайных ситуаций оперативный персонал подстанций должен при необходимости вызвать сотрудников МЧС, МВД, скорой медицинской помощи и при первой возможности известить вышестоящий оперативный и диспетчерский персонал, а также руководство подстанции.

**Методические рекомендации
оперативному персоналу подстанций по порядку действий при ликвидации
нарушений нормального режима и обеспечению готовности к ней**

1. Рекомендуются следующий порядок действий¹⁷ оперативного персонала при ликвидации нарушений нормального режима:

1.1. Сбор информации о нарушении нормального режима.

Для оперативного персонала подстанций, не относящихся к подстанциям нового поколения, при сборе информации рекомендуется следующая последовательность действий:

- считывание информации центральной сигнализации и информации с панелей управления ГЦУ подстанции (о положении выключателей, нагрузках, напряжениях и т. д.);
- определение факта наличия/отсутствия возгорания¹⁸ отключившегося маслонаполненного оборудования;
- квити́рование ключей управления выключателей (не относится к отключившимся выключателям, «ожидающим» включения действием устройств автоматики - ЧАПВ, АПВ с улавливанием синхронизма и т.д.);
- осмотр панелей РЗА с записью наименований и взведением (квити́рованием) выпавших блинкеров (сработавших светодиодов).

На подстанциях нового поколения оперативному персоналу при сборе информации рекомендуется следующая последовательность действий:

- считывание информации мнемосхем АРМа (о положении выключателей, нагрузках, напряжениях и т. д.);
- определение факта наличия/отсутствия возгорания отключившегося маслонаполненного оборудования;
- квити́рование выключателей в АРМе (не относится к отключившимся выключателям, «ожидающим» включения действием устройств автоматики - ЧАПВ, АПВ с улавливанием синхронизма и т. д.);
- просмотр журнала тревог и журнала событий АРМа.

(Осмотр, запись наименований и квити́рование сработавших светодиодов на терминалах РЗА подстанций нового поколения выполняются после ликвидации нарушения нормального режима.)

1.2. Анализ собранной информации с целью установления характера нарушения нормального режима и составления о нем общего представления (какое оборудование отключилось, загруженность оставшегося в работе оборудования и уровень напряжения на нем, какие участки остались без напряжения, имеется ли опасность для персонала и оборудования, нарушилось ли электроснабжение потребителей и т. д.).

¹⁷ Взаимодействие с диспетчерским и вышестоящим оперативным персоналом, руководством подстанции вынесено за рамки настоящей Методических рекомендаций.

¹⁸ Здесь и ниже: если нарушение нормального режима сопровождается возгоранием, представленный рекомендуемый порядок действий должен применяться с учетом и приоритетом требований оперативных карточек пожаротушения.

1.3. **Составление плана¹⁹ ликвидации нарушения нормального режима** на основе результатов анализа собранной информации.

При составлении плана должна рассматриваться в приведенной очередности необходимость выполнения следующих действий:

- устранение опасности для персонала и оборудования, не затронутого нарушением нормального режима;
- предотвращение развития нарушения нормального режима;
- восстановление в кратчайший срок электроснабжения собственных нужд подстанции;
- восстановление в кратчайший срок электроснабжения потребителей и качества электроэнергии (частоты и напряжения);
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы подстанции и электрической сети, в том числе путем отделения поврежденного оборудования от неповрежденного и включения последнего в работу.

1.4. **Реализация плана ликвидации нарушения нормального режима** и его возможная корректировка в связи с накоплением новой информации, в том числе полученной в результате выяснения состояния отключившегося оборудования.

2. К основным условиям, обеспечивающим готовность оперативного персонала к ликвидации нарушения нормального режима, относятся:

- качественная приемка/сдача смены;
- знание нормативно-технической документации, производственных инструкций и особенностей эксплуатации оборудования;
- натренированность оперативного персонала, обеспечивающая его постоянную готовность к экстренному действию по ликвидации нарушений нормального режима;
- четкое взаимодействие оперативного и диспетчерского персонала разных уровней управления, умение оперативного персонала концентрировать внимание на главных вопросах ликвидации нарушения нормального режима и действовать целенаправленно;
- правильно составленный план ликвидации нарушения нормального режима.

¹⁹ Назначение данного плана - упорядочение оперативным персоналом собственных действий в стрессовой ситуации ликвидации нарушения нормального режима. Длительность составления плана - порядка 1-2 минут. Форма изложения плана - произвольная, краткая. Объем плана - от трех до шести позиций, определяющих основные этапы предстоящей ликвидации нарушений нормального режима оперативным персоналом.

Номинальные и наибольшие рабочие напряжения согласно ГОСТ Р 57382-2017 «Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений»

1. Значения номинальных напряжений 6 кВ и выше электрических сетей общего назначения, а также значения наибольших рабочих напряжений для каждого номинального напряжения приведены в таблице П.2.1.

Таблица П.2.1

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
6	7,2
10	12
15	17,5
20	24
35	40,5
60	72,5
110	126
150	172
220	252
330	363
500	525
750	787

2. Допустимые по величине и длительности повышения напряжения для электрических сетей общего назначения номинальным напряжением от 35 до 330 кВ приведены в таблице П.2.2.

Таблица П.2.2

Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения (кВ), не более, при длительности t			
	20 мин	20 с	1 с	0,1 с
35	44,6	50,6	60,8	64,0
110	138,6	157,5	189,0	199,1
150	189,2	215,0	258,0	271,8

220	277,2	315,0	378,0	398,2
330	399,3	453,8	544,5	573,5

1. Количество повышений напряжения длительностью 20 мин не должно быть более 50 в течение одного года.

2. Количество повышений напряжения длительностью 20 с не должно быть более 100 за срок службы электрооборудования, указанный в стандартах на отдельные виды электрооборудования, или за 25 лет, если срок службы не указан. При этом количество повышений напряжения не должно быть более 15 в течение одного года и более двух в течение суток.

3. Допустимые по величине и длительности повышения напряжения для электрических сетей общего назначения номинальным напряжением от 500 до 750 кВ приведены в таблице П.2.3.

Таблица П.2.3

Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения (кВ), не более, при длительности t и количестве повышений в год n									
	t	8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0,1 с
	n	≤ 200	≤ 125	≤ 75	≤ 50	≤ 7	≤ 5	≤ 4	-	-
500		538,1	551,3	564,4	577,5	603,8	630,0	656,3	787,5	829,5
750		806,7	826,4	846,0	865,7	905,1	944,4	983,8	1180,5	1243,5

Для силовых трансформаторов при длительности воздействия напряжения 20 с и выше, независимо от приведенных значений, повышенные напряжения не должны иметь кратность по отношению к номинальному напряжению ответвления обмотки трансформатора более указанной в ГОСТ 11677 (раздел 9), ГОСТ Р 52719.

Примечания:

1. Для выключателей, независимо от приведенных значений, повышенные напряжения должны быть ограничены пределами, при которых собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя не превышает значений, указанных в ГОСТ Р 52565 и ГОСТ 12450 .
2. При длительности повышения напряжения t , промежуточной между двумя значениями длительности, допустимое повышение напряжения должно быть равно указанному для большего из этих значений длительности.

При $0,1\text{с} < t \leq 0,5\text{с}$ допускается повышение напряжения, равное $U_{1\text{с}} + 0,3(U_{0,1\text{с}} - U_{1\text{с}})$,

где $U_{0,1\text{с}}$ и $U_{1\text{с}}$ - допустимые повышения напряжения при длительностях t , равных соответственно 1,0 и 0,1 с.

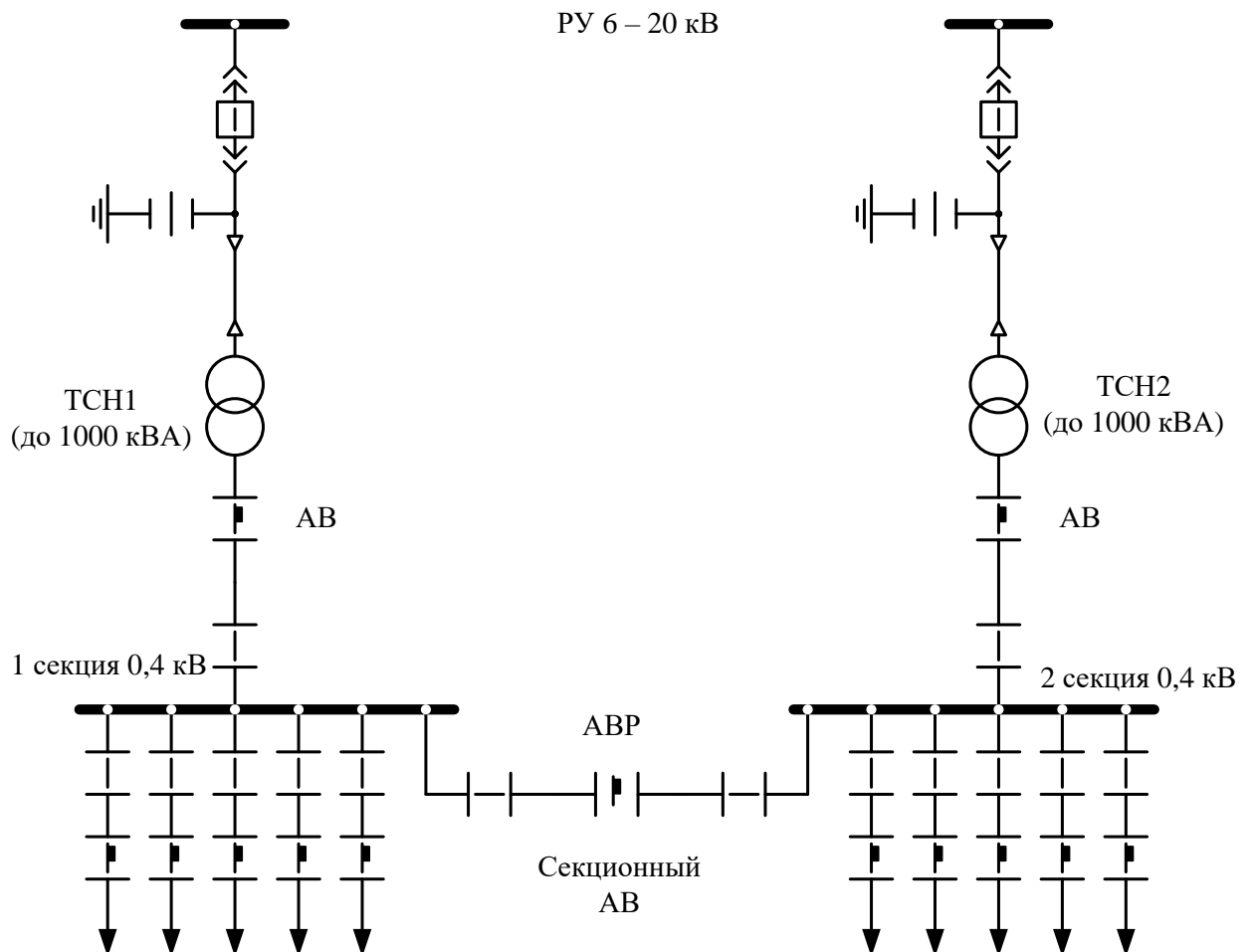
3. Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 20 с; 1; 5 и 20 мин должен быть не менее 1 ч, длительностью 1, 3 и 8 ч - не менее 12 ч. Если повышение напряжения длительностью 20 мин имело место два раза (с часовым

интервалом), то в течение ближайших 24 ч повышение напряжения в третий раз допускается лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 ч.

4. Указано количество допускаемых в течение года повышений напряжения (для длительностей 0,1 и 1,0 с количество повышений напряжения не регламентировано).

5. Значения, продолжительность и количество повышений напряжения длительностью 20 мин и более подлежат обязательной регистрации оперативным персоналом или автоматически.

Схема собственных нужд 0,4 кВ

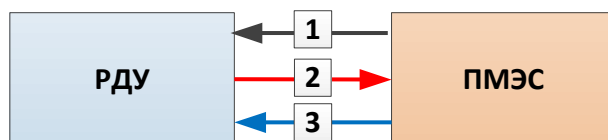


Примечание:

1. Секционный АВ 0,4 кВ, АВ 0,4 кВ TCH1, АВ 0,4 кВ TCH2 имеют дистанционное управление.

2. АВ отходящих от секции 0,4 кВ присоединений не имеют дистанционного управления.

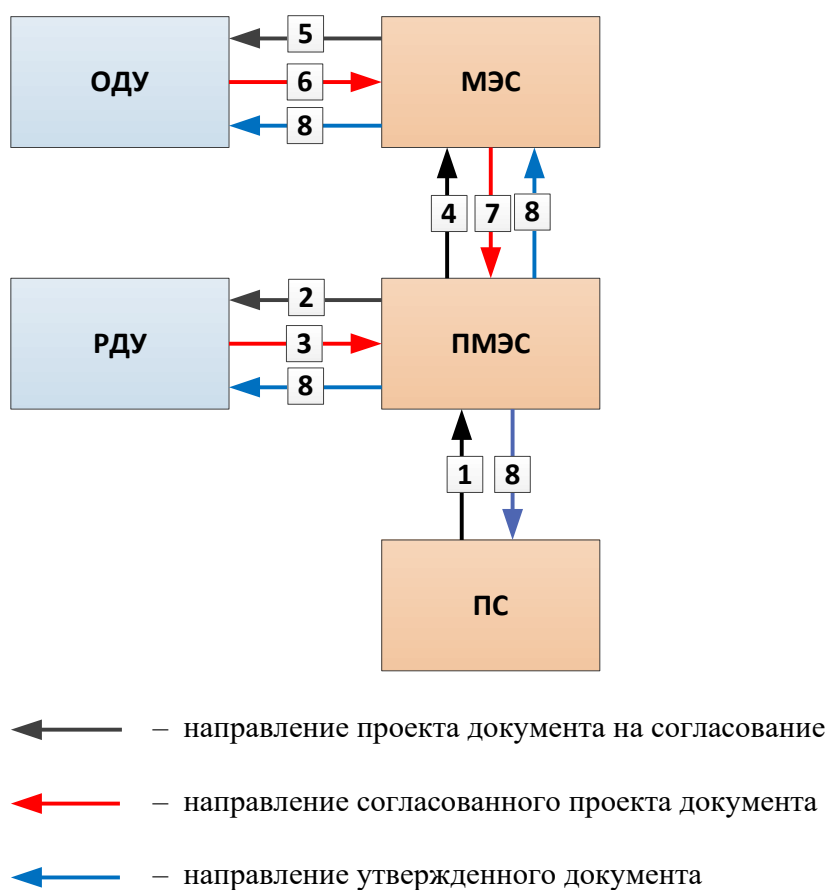
Маршрут согласования
РДУ проекта Инструкции по предотвращению развития и ликвидации
технологических нарушений в электрической сети ПМЭС



- ← — направление проекта документа на согласование
- ← — направление согласованного проекта документа
- ← — направление утвержденного документа

Этап 1 - направление проекта инструкции на согласование в РДУ.
Этап 2 - направление согласованного РДУ проекта инструкции в ПМЭС.
Этап 3 - рассылка утвержденной инструкции.

Маршрут согласования
ОДУ и РДУ проекта Инструкции по предотвращению развития и ликвидации
технологических нарушений на подстанции



- Этап 1 - направление проекта инструкции на рассмотрение в ПМЭС.
 Этап 2 - направление рассмотренного ПМЭС проекта инструкции на согласование в РДУ.
 Этап 3 - направление согласованного РДУ проекта инструкции в ПМЭС.
 Этап 4 - направление проекта инструкции на согласование в МЭС.
 Этап 5 - направление проекта инструкции, согласованного МЭС, на согласование в ОДУ.
 Этап 6 - направление согласованного ОДУ проекта инструкции в МЭС.
 Этап 7 - направление согласованного проекта инструкции для утверждения в ПМЭС.
 Этап 8 - рассылка утвержденной инструкции.